

К. М. ДОНЦОВ

РАЗРАБОТКА
НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ



К. М. ДОНЦОВ

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Допущено Министерством высшего
и среднего специального образования СССР
в качестве учебного пособия
для студентов вузов, обучающихся по специальности
«Технология и комплексная механизация
разработки нефтяных и газовых месторождений»*

2335



МОСКВА «НЕДРА» 1977



Донцов К. М. Разработка нефтяных месторождений. М., «Недра», 1977, с. 360.

Книга посвящена теории разработки нефтяных месторождений. В ней даны общие понятия о процессе разработки, освещены вопросы геологического изучения месторождения на основе гидродинамики пористых, трещиноватых и трещиновато-пористых пластов, а также вопросы разработки и экономики нефтяных месторождений. Даны необходимые методические указания по проектированию разработки нефтяных месторождений при различных режимах работы однородных и неоднородных пластов. Описаны методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений.

Книга написана с учетом действующей программы и предназначена в качестве учебного пособия для студентов нефтяных вузов и факультетов, а также может быть полезна для инженерно-технических работников нефтяной промышленности.

Табл. 24, ил. 83, список лит. — 18 назв.

Редактор В. С. Орлов

Д $\frac{30802-503}{043(01)-77}$ 95—77

© Издательство «Недра», 1977

И. б. 766

Константин Михайлович Донцов

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Редактор В. С. Орлов
 Редактор издательства Е. А. Петрова
 Переплет художника В. У. Полякова
 Художественные редакторы В. В. Шутько
 Технические редакторы В. В. Соколова,
 А. Е. Матвеева
 Корректор К. Н. Ильина

Сдано в набор 17/V 1977 г. Подписано в печать 2/IX 1977 г. Т-12773.
 Формат 60 × 90^{1/16}. Бумага № 2. Печ. л. 22,5. Уч.-изд. л. 22,16. Тираж 4500 экз.
 Заказ 213/4346—6. Цена 1 руб.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19
 Ленинградская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете
 Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
 196006, Ленинград, Московский пр., 91.

Курс «Разработка нефтяных месторождений» подготовлен коллективом преподавателей и ученых под руководством А. П. Крылова в Московском нефтяном институте им. И. М. Губкина (МИНХ и ГП) в первые послевоенные 1945—1948 годы и прочитан на горно-нефтяном, ныне газонефтепромышленном, факультете.

Как и всякая новая отрасль науки, эта дисциплина быстро развивается и вместе с тем усложняется.

Разработка нефтяных месторождений — одна из сложнейших многогранных проблем, для решения которой требуется широкий диапазон знаний. Наука о разработке этих месторождений в том виде, в котором она существует, возникла как комплекс, органически объединяющий ряд дисциплин, каждая из которых изучает одну из частных сторон проблемы разработки нефтяных месторождений.

Это следующие дисциплины:

региональная геология и гидрогеология,
нефтепромысловая геология,
геофизика,
физика пласта, физико-химические основы извлечения нефти из недр,
подземная гидрогазодинамика,
технология и техника добычи нефти,
сбор, транспорт, хранение и подготовка продукции скважин,
отраслевая экономика.

Однако проектирование и осуществление разработки нефтяных месторождений подчинены единой цели и требуют единой методики, увязки всех наших знаний о нефтяной залежи и процессах, происходящих в ней, технологии и технике извлечения нефти из недр, подготовке нефти, газа и воды к их использованию, обустройству и технико-экономической эффективности разработки месторождений нефти.

В 1972 году утверждено новое положение о комплексном проектировании разработки нефтяных месторождений с учетом технологии бурения, технологии и техники добычи нефти и проектирования промыслового обустройства. В настоящее время все отраслевые научно-исследовательские институты нефтяной промышленности проектируют разработку нефтяных месторождений с учетом требований этого положения.

С 1975 года курс «Разработка нефтяных месторождений» читается в вузах в соответствии с новыми программами, в которых учтены положения о комплексном проектировании разра-

ботки и достижения в науке и практике разработки нефтяных месторождений за последние 15 лет.

В предлагаемом читателю учебном пособии по возможности учтены эти требования. Вопросы же анализа, контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений изложены с меньшей степенью детальности из-за ограниченности объема книги. По этой же причине недостаточно полно отображен в ней и опыт разработки нефтяных месторождений в СССР и за рубежом.

Значительное внимание уделено вопросам оценки нефтеотдачи пластов в процессе их разработки. Следует, однако, заметить, что в книге не рассмотрены вопросы проектирования новых методов разработки и увеличения нефтеотдачи пластов. Эта проблема требует отдельного специального учебного пособия для будущих специалистов в области разработки нефтяных месторождений, технологии извлечения нефти из недр.

Не все разделы комплексного проектирования и разработки нефтяных месторождений изложены с достаточной степенью полноты, а ряд разделов, такие как обоснование вида и способов бурения, технология и техника добычи нефти, сбор, подготовка и транспорт нефти и газа, обустройство, изложены лишь частично, ибо они читаются студентами специальности 0205 в соответствующих курсах по этим дисциплинам.

Предисловие, § 2 гл. II, гл. IV, § 1 и § 2 гл. VII, главы VIII, IX и XI, § 4 гл. XIII, § 1 гл. XIV, гл. XX написаны канд. техн. наук В. С. Орловым.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность занимает ведущее место в социалистической экономике. Значительный рост добычи нефти способствует развитию тяжелой и легкой промышленности, сельского хозяйства, транспорта. В соответствии с Основными направлениями развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы предусматривается в 1980 году довести добычу нефти, включая газовый конденсат, до 620—640 млн. т, газа — 400—435 млрд. м³. Эта задача успешно решается более интенсивным внедрением новой техники и технологии, значительным повышением производительности труда, снижением капитальных вложений и себестоимости. В целях обеспечения минимальных затрат средств, наиболее полного извлечения запасов и достижения заданного уровня добычи нефти намечается дальнейшее улучшение условий разработки нефтяных месторождений, решается ряд задач по широкому применению новых методов разработки залежи, по ускорению проектирования разработки, по улучшению управления процессами законтурного и внутриконтурного заводнения. Намечается дальнейшее развитие теории разработки применительно ко всем режимам работы пласта. Проводятся мероприятия, обеспечивающие наиболее интенсивные темпы добычи нефти: повышение давления на линии нагнетания выше начального, снижение забойного давления до и ниже давления насыщения нефти газом, применение внутриконтурного заводнения. Осваиваются и разрабатываются глубоко залегающие залежи трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов.

Широкое применение нефтяного и газового топлива способствует повышению производительности труда, улучшению условий работы во многих отраслях промышленности и сельского хозяйства. Необходимость развития нефтяной и газовой промышленности определяется не только большими технико-экономическими преимуществами нефти и газа, но и тем, что нефтепродукты, природный газ и газ нефтеперерабатывающих заводов — превосходное сырье для химической переработки в такие продукты,

как синтетический каучук, спирты, эфиры, жиры, моющие средства, искусственные волокна, пластические массы, удобрения и др.

Успешное решение поставленной задачи об опережающем развитии нефтяной и газовой промышленности перед другими во многом зависит от своевременной подготовки площадей разработки, от наличия крупных запасов нефти и газа, от темпов разведки и ввода в разработку новых нефтяных и газовых месторождений в различных районах страны. Здесь существенную роль играют широко поставленные геолого-поисковые, геофизические и геологоразведочные работы.

Важные результаты получены разведчиками недр при открытии нефтяных месторождений Западной Сибири (Шаимского, Мартымынского, Каменского, Усть-Балыкского, Мегионского районов Тюменской области). Открыты новые месторождения в Казахской ССР, Туркменской ССР, Белорусской ССР, Коми АССР.

Существенную роль в обеспечении роста добычи нефти играет открытие новых залежей нефти в старых оснащенных нефтяных центрах страны (Чечено-Ингушской АССР, Азербайджанской ССР и др.).

Особенно интересные результаты были получены в Чечено-Ингушской АССР, где в районе старых нефтяных промыслов (Малгобек, Али-Юрт, Хаян-Юрт, Заманкул, Карабулак, Ачалуки) были открыты нефтяные месторождения, приуроченные к меловым (трещиноватым) отложениям. Меловые отложения оказались нефтеносными в Ставропольском крае (Величаевка, Зимняя Ставка, Просковейское, Колодезное), в Белорусской ССР и др.

В обеспечении заданного роста добычи нефти и газа огромное значение имеет применение и осуществление по всем новым нефтяным месторождениям Советского Союза всесторонне обоснованных рациональных систем разработки, что способствует ускорению темпов роста добычи нефти, повышению эффективности капитальных вложений в нефтяную промышленность. Кроме того, позволяет рационально распределять капитальные вложения по нефтяным районам страны и наиболее полно использовать рабочую силу и мощность бурового и нефте-эксплуатационного оборудования.

Поэтому глубокое понимание основных положений разработки нефтяных месторождений имеет большое практическое значение для геологов, инженерно-технических работников нефтяных промыслов, научных работников.

Теория разработки нефтяных месторождений базируется на знании нефтепромысловой геологии, гидрогеологии, геофизики, физики и физико-химии пласта, технологии и техники добычи нефти, подземной гидравлики и гидродинамики и отраслевой экономики. Комплексное применение этих отраслей науки позволяет глубже изучить теорию разработки нефтяных месторождений.

Народнохозяйственное значение рациональной разработки нефтяных месторождений чрезвычайно велико. О масштабах влияния рационального выбора системы разработки по отдельным месторождениям можно судить по примеру Туймазинского, Ромашкинского и других месторождений. Правильное размещение скважин, порядок разбуривания и эксплуатация девонских пластов Туймазинского месторождения позволили резко снизить капитальные вложения при разработке этой залежи. Неплохие результаты были получены при разработке Ромашкинского месторождения.

Исключительно важна задача, стоящая перед нефтяной промышленностью, — повышение суммарной нефтеотдачи. В настоящее время, применяя различные системы разработки, редко удается извлечь из пласта более 60—70% первоначальных запасов нефти. Остаточная нефть, обволакивающая зерна песка, не поддается отмыванию водой. Добавкой различных моющих средств к закачиваемой в пласт воде можно добиться увеличения нефтеотдачи пластов. Повысить коэффициент нефтеотдачи можно также путем выеснения нефти из пласта естественным нефтяным газом, сжатым до давления 30—40 МПа. При высоких давлениях газ, свойства которого приближаются к свойствам жидкости, легко растворяет нефть, оставшуюся в пласте, вследствие чего обеспечивается значительно большая нефтеотдача.

К методам повышения суммарной нефтеотдачи относятся: нагнетание в пласт сжиженных газов в различных вариантах (с оторочкой и без нее), тепловое воздействие на пласт, нагнетание перегретого пара, закачка горячей воды, создание внутрипластового очага горения с различными модификациями, электропрогрев призабойной зоны, закачка активных пен и др. [1].

В настоящее время указанные методы увеличения нефтеотдачи по тем или иным причинам применяются еще не достаточно широко, а между тем при увеличении коэффициента нефтеотдачи хотя бы на 5—6% добыча нефти увеличится на многие сотни миллионов тонн и будет сэкономлена большая часть капиталовложений.

Новые методы воздействия на пласт позволяют вовлечь в эксплуатацию месторождения, на которых ранее добыча нефти была экономически нерентабельна или технически не осуществима.

Значительное снижение капитальных вложений и экономии эксплуатационных затрат можно получить при одновременной и раздельной разработке нескольких нефтяных горизонтов. Одновременная и раздельная эксплуатация двух-трех горизонтов одной скважиной ускоряет разработку многопластовых нефтяных месторождений, уменьшает необходимое для этого число скважин, сокращает объем эксплуатационного бурения и расходы на обустройство, а в конечном счете снижает себестоимость добычи нефти.

Научно-исследовательскими институтами нашей страны, а также за рубежом создаются новые методы проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений, позволяющие учитывать в процессе разработки неоднородность пластов, их сложные физические особенности. Глубже развивается теория фильтрации многофазных жидкостей. Получен ряд строгих и приближенных решений уравнений движения водонефтяных и водо-газонефтяных смесей. Решаются самые различные и сложные задачи на электрических сетках (электроинтеграторах), развивается теория разработки залежей с неьютоновскими свойствами нефти.

В области экономики получают развитие исследования проблемы народнохозяйственной эффективности разработки нефтяных месторождений, совершенствуются методы экономической оценки вариантов разработки нефтяных месторождений.

В области техники создается высокопроизводительное и надежное оборудование скважин, благодаря которому добыча сильно обводненной нефти становится рентабельной, процессы производства автоматизируются.

Нельзя не отметить, что большие возможности изучения проблем разработки нефтяных месторождений обеспечиваются широким применением математического моделирования и электронно-вычислительной техники.

Раздел I

РАЦИОНАЛЬНАЯ РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОСНОВЫ ЕЕ КОМПЛЕКСНОГО РЕШЕНИЯ

Глава I

ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

§ 1. РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

При отборе нефти из залежи одновременно происходят два взаимно связанных процесса: движение жидкости в пласте под действием пластовых сил и подъем жидкости и газа по стволу скважины на поверхность. Оба эти процесса можно регулировать путем ввода в эксплуатацию оптимального числа эксплуатационных и нагнетательных скважин, действующих на залежи, и установления режимов их работы. Однако управлять процессом эксплуатации, изменением числа скважин и порядком размещения их на залежи чрезвычайно трудно. Увеличение числа скважин в процессе разработки залежи связано с дополнительными капиталовложениями, а уменьшение их — с потерями нефти (материальных ценностей).

На механику процесса разработки существенно влияют геолого-физическая характеристика пласта и режим его работы.

Режимом работы пласта называется проявление доминирующей формы пластовой энергии в процессе разработки залежи. Различают режимы с перемещающимися и неподвижными контурами.

По механизму воздействия на залежь, выделяют режимы: водонапорные, газонапорные, гравитационные и режим растворенного газа.

Водонапорные режимы

В условиях водонапорного режима основной движущей силой является естественный или искусственный напор контурных вод. Водонапорный режим при перемещающемся и неподвижном контурах нефтеносности наблюдается во всех случаях вытеснения нефти из пласта водой. Различают три вида водонапорных режимов: гравитационно-напорный, упруго-водонапорный и смешанный — гравитационный упруго-водонапорный.

Гравитационно-напорный режим обусловлен действием массы краевой воды или массы воды в нагнетательных

скважинах и напора, создаваемого агрегатами, предназначенными для поддержания пластового давления. Так как вода и пласт рассматриваются как несжимаемые, распределение давления в пласте будет мгновенным. В более или менее чистом виде гравитационно-напорный режим может проявиться только при нагнетании воды в пласт ограниченных размеров вблизи контура нефтеносности в объеме, равном объему отбора жидкости из пласта¹.

Давление на внешней границе пласта (на контуре питания) в этом случае постоянное. При постоянном противодействии (давлений в скважинах) дебиты скважин казалось бы должны оставаться постоянными. Однако по мере приближения к ним контура нефтеносности в зависимости от соотношения вязкости воды и нефти и изменения фазовой проницаемости для воды в зоне вытеснения дебиты увеличиваются или уменьшаются. После подхода водонефтяного контакта к скважинам последние прогрессивно обводняются: вначале вода поступает в небольшом, а затем все в увеличивающемся количестве. В результате скважины полностью обводняются.

При разработке залежи стремятся к продлению периода безводной эксплуатации и к уменьшению относительного содержания воды в продукции, что частично достигается путем поддержания определенного режима работы скважин. Однако применяемая система разработки (в частности размещение скважин на залежи, порядок ввода их в эксплуатацию) имеет существенное значение в решении этой проблемы. При определенной системе размещения скважин можно регулировать количество получаемой воды и время ее прорыва к скважинам.

Упруго-водонапорный режим обусловлен действием энергии упругого расширения воды в водонапорной области, нефти и породы пласта. Режим активно проявляется в том случае, если соотношения запасов воды и нефти значительные, а питание пласта отсутствует. Строго говоря, этот режим существует и в залежах ограниченных размеров, в которых упругие свойства коллектора и жидкости, насыщающей его, проявляются незначительно. Обычно упругими свойствами коллектора и жидкости пренебрегают и считают, что такие месторождения разрабатываются в условиях водонапорного режима.

В зависимости от типа месторождения следует различать две разновидности упруго-водонапорного режима: водонапорно-упругий и замкнуто-упругий [18].

Вследствие упругих свойств жидкости и пласта с понижением давления в нем объем воды увеличивается, а объем пор уменьшается. Изменение давления, вызванное отбором жидкости из залежи, распространяется по пласту не сразу, а медленно. В результате образуется зона возмущения, которая со временем увеличивается. Вне этой зоны давление остается неизменным.

¹ Подразумевается, что потери воды при ее закачке в пласт отсутствуют.

Поэтому можно представить себе некоторую линию, на которой в данный момент давление, равное первоначальному, не снижается при отборе жидкости. Будем называть линию, разделяющую зону возмущения от зоны вне ее, *условным контуром питания* [16].

При большом соотношении запасов воды и нефти и достаточно высоком темпе отбора нефти разработка пласта может закончиться при первой фазе режима, т. е. раньше того времени, когда зона возмущения успеет продвинуться до контура замкнутости. В противном случае падение давления распространится на весь пласт, после чего наступит вторая фаза, в течение которой на естественном контуре замкнутости давление будет понижаться. Дебиты скважин со временем будут уменьшаться, причем вначале наиболее интенсивно.

Гравитационный упруго-водонапорный режим проявляется в том случае, когда внешняя граница пласта находится на более высокой отметке, чем забой скважин. Поэтому, кроме сил упругости воды и пласта, действуют массовые силы краевой воды. Пласт может быть замкнутым или открытым, но не должен иметь внешнего питания. Если учитывать ранее сделанное замечание о большом соотношении между запасами воды и нефти, то даже после полного отбора промышленных запасов нефти из залежи уровень краевых вод понижается настолько незначительно, что приведенное пластовое давление на условном контуре питания можно считать постоянным в течение всего периода разработки.

Как и при упруго-водонапорном режиме, здесь могут существовать две фазы. Разработка залежи при известных условиях может закончиться в первой фазе режима эксплуатации, которая от первой фазы предыдущего режима практически ничем отличаться не будет. При меньших соотношениях запасов и более медленном темпе отбора нефти пластовое давление будет уменьшаться только до условного контура питания. В таком случае через некоторое время упругие силы будут слабо проявляться. И тогда второй фазой гравитационного упруго-водонапорного режима будет гравитационно-водонапорный.

При всех водонапорных режимах насыщенность пор нефтью остается постоянной внутри залежи и снижается в зоне вытеснения от своего начального значения до конечного.

Газонапорные режимы

Газонапорные режимы характеризуются процессом вытеснения нефти из пласта к скважинам под действием напора энергии расширения газа газовой шапки. В зависимости от условий работы газовой шапки различают два вида газонапорных режимов: жесткий и упругий.

Жесткий газонапорный режим в чистом виде проявляется только при непрерывном нагнетании газа в газовую шапку, причем в таком количестве, при котором давление в этой шапке во время разработки залежи остается постоянным.

При значительном соотношении запасов газа к запасам нефти, когда в процессе разработки давление в газовой шапке понижается против начального незначительно, можно считать режим также жестким газонапорным. Дебиты скважин, вследствие приближения к ним газонефтяного контакта, как и при водонапорном режиме, со временем увеличиваются. После приближения к скважинам контура нефтеносности последние загазовываются.

Упругий газонапорный режим отличается от жесткого газонапорного тем, что давление в газовой шапке понижается по мере отбора нефти из залежи вследствие того, что газ в газовую шапку не нагнетается, или в результате сравнительно небольшого соотношения запасов газа к запасам нефти. При отборе некоторого объема нефти газовая шапка расширяется и давление в ней понижается. В зависимости от соотношения запасов и формы залежи дебиты скважин могут со временем изменяться либо (в частном случае) оставаться постоянными.

При газонапорных режимах насыщенность пор нефтью так же, как и при водонапорных, остается постоянной внутри залежи и изменяется на движущемся контакте от начального значения до конечного.

Гравитационный режим

Гравитационный режим отличается от всех рассмотренных выше режимов тем, что пластовые силы действуют на залежь нефти не в качестве внешних сил, а распределены как массовые внутри самой залежи. В зависимости от угла падения пласта гравитационные режимы проявляются различно. Они подразделяются на режимы с перемещающимися контурами и с неподвижными.

Гравитационный режим с перемещающимся контуром нефтеносности проявляется в крутопадающих пластах, где под действием гидростатического напора столба нефти последняя стекает к забоям скважин. При этом контур нефтеносности перемещается и ряды скважин выбывают из эксплуатации: сначала верхний, расположенный выше по структуре, за ним поочередно все остальные. Гидростатический напор столба нефти со временем уменьшается, давление на водонефтяном контакте залежи остается постоянным, равным атмосферному.

Дебиты скважин невысокие и до приближения к ним нефтяного контакта остаются неизменными. Объясняется это тем, что одновременно с понижением гидростатического напора столба нефти соответственно уменьшается и путь, проходимый нефтью. Остаточные ее запасы (за исключением нефти, обволакивающей

частицы породы) сосредоточиваются в нижней части пласта. Поэтому целесообразно при разработке такого пласта располагать последний ряд скважин как можно ближе к нижней границе залежи. Очевидно, что добыча будет тем больше и количество остаточной нефти тем меньше, чем больше угол падения пласта.

Гравитационный режим с неподвижным контуром нефтеносности (рис. I.1, а) проявляется в горизонтально залегающих пластах. Во время эксплуатации скважин при таком режиме по закону пьезометрических воронок депрессии уровень нефти понижается одновременно во всей залежи. Динамический уровень расположен ниже кровли пласта, а нефть находится под действием атмосферного давления (рис. I.1, б).

Дебиты скважин в этом случае ниже дебитов при гравитационном режиме с перемещающимся контуром нефтеносности и со временем медленно уменьшаются. Нефтенасыщенность постепенно изменяется по всей залежи.

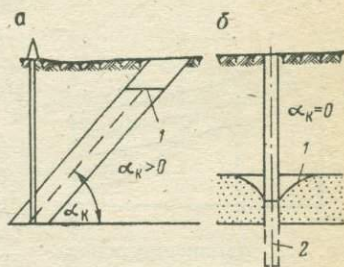


Рис. I.1. Схема пласта при гравитационном режиме.

α_k — угол падения пласта; 1 — свободная поверхность; 2 — зумпф

Режим растворенного газа

Режим растворенного газа обусловлен движущей силой энергии газа, выделяющегося из нефти при давлении ниже давления насыщения. По механической сущности этот режим несколько сходен с упруго-водонапорным; давление по пласту понижается не мгновенно, а постепенно. Отличие этого режима от упруго-водонапорного в том, что из нефти выделение газа происходит под действием энергии его расширения. Газовые пузырьки-носители упругой силы при эксплуатации скважин побуждают газированную нефть перемещаться согласно особым сложным законам.

Режим растворенного газа в его чистом виде проявляется в пласте, содержащем нефть, полностью насыщенную газом, т. е. при отсутствии свободного газа, скопившегося в газовой шапке.

Подобно упруго-водонапорному, режим растворенного газа имеет две фазы. В период развития первой фазы влияние снижения давления в скважине передается по всему пласту постепенно; радиус условного контура питания, на котором давление сохраняется первоначальным, увеличивается. На естественной границе пласта (контуре нефтеносности) давление начнет понижаться, а область дренирования остается неизменной — наступит вторая фаза.

Характерным для режима растворенного газа является постоянство контура нефтеносности, вследствие чего при добыче нефти и газа истощаются запасы залежи (снижается нефтенасыщенность в пределах неизменного первоначального ее объема). Темп падения насыщенности значительно ниже, чем темп падения давления, а это вторая характерная особенность режима и основная причина небольшой его эффективности. Газовый фактор (газосодержание пластовой нефти) непрерывно изменяется: вначале он увеличивается, достигнув максимального значения, а затем, по мере истощения залежи, уменьшается (рис. 1.2).

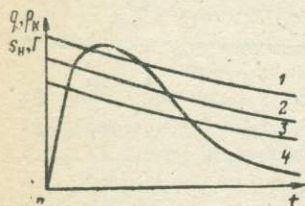


Рис. 1.2. Изменение основных параметров разработки залежи при режиме растворенного газа в зависимости от времени t .

Кривые: 1 — давление на контуре питания p_K ; 2 — дебит скважины q ; 3 — нефтенасыщенность S_H ; 4 — газовый фактор Γ

Если дебит скважин к концу разработки уменьшится до экономически целесообразного минимума раньше, чем окончится выделение растворенного газа, то режим растворенного газа не успеет перейти в гравитационный. Однако при более высоком дебите такая смена режимов неизбежна. В залежи могут одновременно проявляться несколько режимов (одновременное проявление нескольких движущих сил) и возможен переход одного режима разработки пласта в другой.

§ 2. НЕФТЕОТДАЧА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ПЛАСТА

Коэффициент нефтеотдачи — главный показатель полноты извлечения нефти из пласта¹. Получение максимального его значения — одна из основных задач рациональной разработки нефтяных месторождений. На коэффициент нефтеотдачи влияют многие факторы, в частности режим работы пласта, применяемая система разработки, а также физические свойства нефти и воды. В неоднородном пласте коэффициент нефтеотдачи меньше, чем в однородном по мощности и однородном по проницаемости.

Поскольку при снижении пластового давления ниже давления насыщения вязкость нефти увеличивается, а фазовая прони-

¹ Коэффициентом нефтеотдачи, а точнее коэффициентом нефтеизвлечения, называется разность между начальной и остаточной (конечной) нефтенасыщенностью, отнесенная к начальной, т. е.

$$s = \frac{s_{0H} - s_{0C}}{s_{0H}}$$

где s_{0H} и s_{0C} — начальная и остаточная нефтенасыщенность пласта.

даемость для нефти уменьшается, то уменьшается и коэффициент нефтеотдачи. Количественное представление об изменении нефтеотдачи в зависимости от вязкости нефти показано на рис. 1.3, а зависимость ее от содержания остаточной (связанной) воды — на рис. 1.4. При 50%-ной насыщенности пласта вода прорывается к эксплуатационным скважинам мгновенно. Фронт вытеснения нефти не возникает и движущийся вал ее не образуется. Поэтому нефтеотдача к моменту прорыва фронта вытеснения нефти по существу не увеличивается.

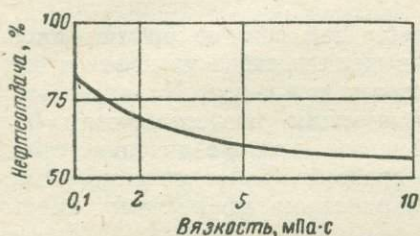


Рис. 1.3. Зависимость нефтеотдачи при прохождении фронта вытеснения от вязкости нефти

Рис. 1.4. Зависимость нефтеотдачи к моменту прорыва воды при различной насыщенности пласта остаточной (связанной) водой:

1 — в процентах в количестве нефти в пласте; 2 — в процентах к объему порового пространства

Усадка нефти, количество свободного газа, находящегося в пласте, также влияют на коэффициент нефтеотдачи. С одной стороны, выделившийся из раствора газ может занять часть пор, ранее занятых нефтью, и способствовать дополнительному ее извлечению из пласта при заводнении (эффект замещения), а с другой — присутствие свободного газа вызывает изменение проницаемости пористой среды для движущихся жидкостей. Эффект замещения — единственный фактор, который положительно влияет на нефтеотдачу пласта. Наконец, коэффициент нефтеотдачи зависит от параметров, характеризующих процесс вытеснения: коэффициента охвата, коэффициента полноты вытеснения и коэффициента эффективности вытеснения.

При водонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи

$$s = s_{\text{кон}} K_{\text{ох}}, \quad (1.1)$$

где $s_{\text{кон}}$ — коэффициент вытеснения, обуславливающий конечную нефтеотдачу пласта; $K_{\text{ох}}$ — коэффициент охвата, характеризующий степень заполнения порового объема залежи вытесняющим агентом в процессе разработки.

Коэффициент нефтеотдачи зависит от скорости вытеснения нефти водой; для одних пластов одна и та же скорость может

оказаться достаточной, для других, в зависимости от свойств нефтесодержащих пластов и пластовых жидкостей, недостаточной. Иначе говоря, для каждого пласта существует критическая скорость вытеснения нефти водой, выше которой коэффициент нефтеотдачи уменьшается. Такая же картина наблюдается при вытеснении нефти из трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов.

По данным некоторых исследователей нефтеотдача чисто трещиноватого коллектора значительно меньше значения ее для трещиновато-пористой среды. Она зависит в дополнение ко всему прочему от густоты трещин, их раскрытости, структуры порового пространства.

Нефтеотдача трещиноватой среды при режиме растворенного газа зависит от количества газа, выделяющегося из нефти в единицу времени, или от темпа снижения давления. Характер этой зависимости противоречит существующим представлениям для пористых сред; в трещиноватой среде при увеличении темпа истощения залежи нефтеотдача возрастает. Такое явление объясняется, по-видимому, разным характером проявления капиллярных и гравитационных сил.

Более или менее точных методов определения коэффициента нефтеотдачи нет. Пока неизвестно максимально возможное его значение при различных режимах эксплуатации. По этому поводу существуют различные мнения, основанные на геолого-промысловых характеристиках, данных исследования и анализа разработки залежи. Большинство исследователей предполагают, что на современном уровне развития технологии нефтедобычи максимальный коэффициент нефтеотдачи при наиболее благоприятном режиме и рациональной системе разработки с поддержанием пластового давления может быть доведен до 0,7—0,8. Так, например, по данным ТатНИПИнефть, по результатам бокового электрического зондирования, а также по данным комплекса исследований, проведенных по специально пробуренным оценочным скважинам на Бавлинском месторождении, коэффициент нефтеотдачи пласта в выработанной части залежи на некоторых участках достигал 0,6—0,7.

Для изучения коэффициента нефтеотдачи пласта проводятся большие исследования на разрабатываемых нефтяных месторождениях Советского Союза. В зонах, где контур нефтеносности уже продвинулся и нефть заменена водой, бурят специальные оценочные скважины, отбирают керны из продуктивной части пласта и проводят весь комплекс промыслово-геофизических исследований скважин.

Согласно экспериментальным и промысловым исследованиям установлено, что при прочих одинаковых условиях водонапорные режимы характеризуются наиболее высоким коэффициентом нефтеотдачи. Это объясняется большой эффективностью промывки пор водой. При наличии на стенках поровых каналов остаточной

2335

воды наблюдается еще большее повышение нефтеотдачи при вытеснении нефти водой. Вследствие гидрофильности продуктивных горизонтов вода под действием капиллярных сил всасывается в мелкие поры и вытесняет нефть в крупные. Такой механизм обуславливает большую эффективность вытеснения нефти водой, чем газом, который является несмачивающейся фазой. Кроме того, при вытеснении нефти водой достигается высокая нефтеотдача также и из хорошо проницаемых поровых каналов, в то время как вытеснение нефти газом происходит сначала из самых крупных поровых каналов, так как капиллярные силы стремятся удержать нефть в мелких порах.

При газонапорных режимах коэффициенты нефтеотдачи несколько ниже, чем при водонапорных. Еще меньшими коэффициентами нефтеотдачи характеризуются гравитационные режимы. Наиболее низкие коэффициенты присущи режиму растворенного газа. Такая последовательность позволяет сделать некоторые существенные выводы. В частности, легко заметить, что напорные режимы вообще, а водонапорные в особенности, наиболее эффективны. Они обеспечивают наиболее высокие уровни текущей добычи из залежи и в среднем за весь срок ее разработки. По этой причине сроки разработки залежи уменьшаются, небольшие же сроки разработки ускоряют оборот основных фондов. Эти режимы гарантируют наиболее полное извлечение из недр естественных богатств. Поэтому при известных условиях часто выгодно изменить естественный режим пласта и принудительно создать в нем либо водонапорный, либо газонапорный. Как известно, такой принудительный переход достигается закачкой воды или нагнетанием газа в пласт, т. е. применением методов поддержания пластового давления. В этом случае можно перевести менее эффективный режим в более эффективный, причем почти сразу же после их внедрения. Так, например, если с самого начала разработки пласта при режиме растворенного газа сразу же начать эксплуатировать ряд нагнетательных скважин, вдоль которого поддерживается начальное давление, то понижение дебитов в эксплуатационных скважинах будет наблюдаться лишь в течение сравнительно небольшого начального периода разработки. Затем значение их более или менее стабилизируется. Иначе говоря, процесс вытеснения газированной нефти водой через некоторое время по характеру приближается к вытеснению несжимаемой нефти водой.

Принудительный перевод упругих водонапорных режимов на гравитационно-водонапорные имеет то преимущество, что удлиняет период фонтанирования скважин по крайней мере на все время их безводной эксплуатации. Это обстоятельство в большинстве случаев компенсирует расходы, затрачиваемые на проведение метода поддержания пластового давления, и повышает его экономическую эффективность.

§ 3. СЛОЖНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ПЛАСТА

В некоторых случаях режимы природных нефтяных пластов характеризуются лишь проявлением одного вида энергии вытеснения нефти. Чаще, однако, режим пласта обусловлен наличием более сложного сочетания одновременно или последовательно действующих сил, каждая из которых самостоятельно влияет на залежь. Так, различие между водонапорным режимом и смешанным (водонапорным совместно с режимом растворенного газа) состоит в том, что распределение давления в залежи не может установиться так же, как при водонапорном режиме, по той причине, что упругость газа не позволяет сразу снизить давление. В начале эксплуатации такой залежи повсеместно проявляется первая фаза режима растворенного газа.

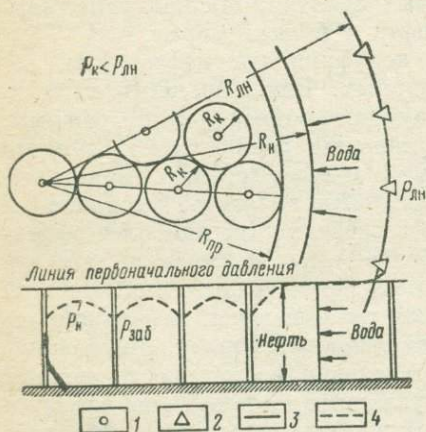


Рис. 1.5. Схема перехода режима растворенного газа в водонапорный.

$R_{дн}$ — радиус линии нагнетания; $R_{н}$ — радиус контура нефтеносности; $R_{к}$ — радиус контура питания; $R_{пр}$ — радиус зоны перехода режима растворенного газа в водонапорный; p_k — давление на контуре питания; $p_{дн}$ — пластовое давление на линии нагнетания; 1 — эксплуатационные скважины; 2 — нагнетательные скважины; 3 — линия первоначального давления; 4 — линия давления в процессе разработки пласта с поддержанием давления

Затем, когда область падения давления распространится до контура нефтеносности, начнет действовать напор воды (рис. 1.5). В результате внешний ряд скважин будет эксплуатироваться при напорном режиме, скважины внутренних рядов, после пересечения их условных контуров питания, — при второй фазе режима растворенного газа. В первый период эксплуатации такой залежи текущая добыча будет выше, чем при водонапорном режиме.

Разработка залежи сопровождается поступлением краевой воды, в результате чего первоначальный режим — режим растворенного газа — постепенно заменяется водонапорным. В конечном итоге все скважины вовлекаются в зону действия водонапорного режима и со временем обводняются.

Только та нефть, которая поступает в скважины за счет напора краевой воды, вызывает соответствующее продвижение водонефтяного контакта. Отбор же нефти под влиянием газа способствует лишь уменьшению насыщенности породы, значение которой при достаточно длительном действии режима растворенного газа может понизиться до соответствующего предела. При

этом коэффициент нефтеотдачи при смешанном режиме не меньше, чем при водонапорном.

Режим пласта становится также сложным, если одновременно действуют напоры краевой воды и газовой шапки. В этом случае нефть полностью насыщается газом, и зона, примыкающая к водонефтяному контакту, будет эксплуатироваться под действием напора воды, а зона, близкая к газонефтяному, — под действием напора газа.

Вследствие общности механизма действия сил при водо- и газонапорном режимах процесс эксплуатации будет протекать так же, как и в предыдущем случае, отличаясь от него только двусторонним течением жидкости. На залежь одновременно наступают водонефтяной и газонефтяной контакты, и скважины, близкие к первому контакту, последовательно обводняются, а ко второму — загазовываются. Оба контакта сходятся в конечной стадии разработки к некоторой линии внутри залежи.

Будем называть ее линией схождения контактов (рис. 1.6). Конечный коэффициент отдачи определяется раздельно для каждой из зон распространения режимов, причем в водонапорной зоне он выше, а в газонапорной — ниже.

До сих пор мы рассматривали процесс эксплуатации залежей в условиях существования водонапорного режима с каким-либо другим, так как такое сочетание режимов, наиболее распространенное, можно принудительно создать посредством законтурного или внутриконтурного заводнения. Однако встречаются нефтяные залежи, разработка которых происходит при сочетании других режимов, например газонапорного с режимом растворенного газа. В этом случае отбор газа из газовой шапки, темпы эксплуатации нефтяной залежи могут существенно изменить коэффициент нефтеотдачи. Последний снижается не только вследствие того, что залежь не может быть разработана полностью при газонапорном режиме, который характеризуется более высоким коэффициентом отдачи, чем при режиме растворенного газа, но и в результате потерь нефти, проникшей в газонасыщенную зону пласта. Поэтому при разработке таких залежей целесообразно сохранить газовую шапку и лишь после разработки нефтяной зоны приступить к эксплуатации газовой шапки. В главе XIV покажем, что существует другой рациональный способ разработки подобного типа залежей.

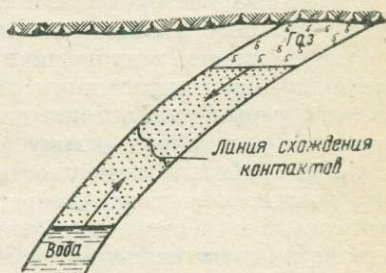


Рис. 1.6. Разрез залежи, разрабатываемый в условиях водонапорного и газонапорного режимов.

КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ§ 1. УСТАНОВЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ
РАЗРАБОТКИ

Нефтяные месторождения следует разрабатывать по системе, обеспечивающей наилучшее использование природных свойств нефтяного пласта, технологии и техники его эксплуатации при обязательном соблюдении норм охраны недр и окружающей среды. Система разработки залежи должна учитывать ее технико-экономические показатели, схему расположения скважин, число их и режим работы, возможность наиболее полного отбора нефти. Она должна обеспечить непрерывный контроль и регулирование процесса разработки месторождения с учетом новых сведений о геологическом строении, получаемых при разбуривании и эксплуатации залежи. Иначе говоря, в понятие системы разработки входит совокупность всех мероприятий, применяемых для извлечения нефти из пласта.

При заданной добыче нефти по залежи одна какая-то система может обеспечить минимальные народно-хозяйственные издержки на единицу добычи нефти при возможно более полном использовании промышленных запасов нефти. Такая система называется рациональной. Чем полнее и точнее будет изучен геолого-промысловый материал, тем точнее можно определить систему разработки нефтяной залежи.

В результате геологического изучения должны быть установлены:

1) геометрия пласта, т. е. его структура, мощность, протяженность, выход пласта на поверхность, расчленение на отдельные пропластки и связь их между собой, контуры нефтеносности, запасы нефти и газа;

2) режим работы пласта, границы области питания;

3) начальное пластовое давление, допускаемые забойные давления в эксплуатационных скважинах, допускаемый предельный отбор из них жидкости и газа;

4) физические свойства породы — проницаемость, пористость, трещиноватость, упругость, карбонатность, механический состав;

5) физико-химические свойства жидкости и газа — плотность, вязкость, упругость, состав, коэффициент растворимости газа в нефти, давление насыщения нефти газом, начальная насыщенность нефти газом, химический состав нефти, газа и воды;

6) насыщенность породы нефтью, количество остаточной (связанной) воды и коэффициент нефтеотдачи при различных условиях вытеснения нефти из породы;

7) температура пласта, ее изменение.

Данные о структуре пласта, мощности его, расчленении на отдельные пропластки позволяют построить структурные карты и геологические профили. На структурных картах наносятся положения газонефтяных и водонефтяных контуров. Представление о геометрии пласта позволяет определить запасы нефти и газа, схему расположения скважин и наметить варианты размещения скважин.

Большое значение имеют данные исследования по взаимодействию скважин. От правильного решения вопроса взаимодействия скважин зависит выбор рациональной системы разработки.

Данные о режиме работы пласта, характере питания и давления позволяют обосновать необходимость поддержания пластового давления, определить дебиты скважин и сроки разработки залежи.

Для определения режима работы пласта, его свойств и особенностей всесторонне изучается не только зона пласта, насыщенная нефтью, но и зона вне ее, насыщенная водой и газом. При сопоставлении некоторых показателей можно установить режим работы пласта. Так, если пластовое и забойное давления выше давления насыщения ($p_0 > p_{заб} > p_{нас}$), а область пласта, насыщенная водой, имеет значительную протяженность (20—100 км), то можно ожидать, что пласт будет работать при упругом или упруго-водонапорном режиме. Если область питания расположена близко, а нефтеносная и водоносная области хорошо сообщаются между собой, то возможна эксплуатация пласта при водонапорном режиме. Наличие газовой шапки, ее сравнительно большие с залежью размеры и большие запасы указывают на существование одной из разновидностей газонапорного режима.

При исследовании свойств нефти и растворенного в ней газа в пластовых условиях, определении коэффициента растворимости и давления насыщения (давления начала выделения газа из нефти), а также допустимого давления на забой выявляются условия, при которых начнет проявляться режим растворенного газа. Наконец, отсутствие давления на контуре нефтеносности является прямым признаком гравитационного режима.

Знание физико-геологических констант пласта и содержащихся в нем жидкостей и газа (упругости воды, нефти и пласта, проницаемости пористой среды, насыщенности связанной водой, вязкости жидкостей и газа в пластовых условиях) позволяет определить продолжительность процесса эксплуатации при том или ином виде проявления пластовой энергии, изменение пластового давления и дебитов.

По данным дебита и давления, полученным во время эксплуатации залежи первых разведочных скважин, можно установить не только режим пласта, но и некоторые другие параметры его. Так, по данным о пластовом давлении, его изменении в процессе опытной эксплуатации можно установить гидродинамическую

связь продуктивной части с законтурной областью и внутри самого пласта.

Физические свойства породы и физико-химические свойства жидкостей и газа устанавливаются по лабораторным исследованиям глубинных проб. Эти параметры учитываются в расчетах по определению запасов нефти и газа, в гидродинамических расчетах по определению технологических показателей разработки и при экономической оценке товарных свойств нефти.

Физические свойства пласта и жидкости влияют на проявление того или иного режима работы пласта. По изменению температуры пласта можно определить физические свойства жидкости в пластовых условиях, установить характер потока жидкости в пласте, выяснить аномалии в геометрии пласта, предвидеть состояние его в процессе дальнейшей эксплуатации. При нагнетании воды в пласт по температурным аномалиям обнаруживаются интервалы поглощения жидкости и расход нагнетаемой воды.

С понижением температуры пласта (в связи с закачкой в пласт больших объемов воды с температурой, отличной от первоначальной пластовой, или дроссельным эффектом в призабойной зоне) в процессе разработки происходит выделение из пластовой нефти парафинов, смол. Это может привести к резкому снижению проницаемости призабойной зоны. Понижение температуры приводит к повышению вязкости нефти, в результате чего уменьшается коэффициент нефтеотдачи пласта.

При закачке в слоистый пласт больших масс холодной воды низко проницаемые пропластки охлаждаются, вследствие чего движение нефти в них может прекратиться. Все эти явления следует учитывать при проектировании и разработке нефтяных залежей и особенно в условиях залегания парафинистой нефти.

Опыт разработки месторождений позволяет сформулировать основные принципы, которые следует предусмотреть при составлении проекта разработки.

1. Все разрабатываемые участки залежи должны подвергаться столь интенсивному воздействию естественного или искусственного напора, обеспечивающего одновременную разработку любой части пласта без вынужденного прекращения эксплуатации другой части.

2. Система разработки должна обеспечить возможность длительной эксплуатации обводненных скважин с различными дебитами на разных этапах обводнения и с проведением всего цикла работ с обводненными скважинами.

3. Каждый участок залежи должен разрабатывать и дорабатывать в основном теми скважинами, которые на нем расположены. В частности, нельзя рассчитывать на достаточно полный отбор нефти из широкой водоплавающей части только

теми скважинами, которые расположены в чисто нефтяной залежи.

4. Перенос фронта нагнетания возможен, но только после полного завершения разработки обводняющейся части залежи между старым и запроектированным фронтами нагнетания.

5. Форсированный отбор жидкости из неоднородных пластов должен проводиться в основном скважинами того участка, на котором они расположены.

6. В первоначальном проектном документе по разработке следует ориентироваться на равномерную батарейную сетку скважин до тех пор, пока в процессе разбуривания всей залежи не будут выявлены такие ее особенности, которые потребуют дополнительно сгущения сетки скважин на отдельных участках площади залежи.

7. Комплексно, на основе геологического, гидродинамического и технико-экономического анализов, должна решаться задача об определении общего числа скважин, о положении рядов и выборе расстояний между скважинами в рядах.

8. Процесс поддержания давления закачкой воды может начинаться как с законтурного, так и с любого вида внутриконтурного заводнения.

Как уже отмечалось, в каждом проекте разработки предусматривается определенный резервный фонд скважин. Устанавливается он в зависимости от степени и характера неоднородности разрабатываемого пласта, соотношения вязкости нефти и воды, плотности размещения основного фонда скважин и технико-экономических показателей. Иногда, при составлении технологической или генеральной схемы разработки, для оценки числа скважин резервного фонда целесообразно воспользоваться методом аналогии.

Некоторая часть скважин резервного фонда может быть использована для дополнительного и своевременного изучения свойств пласта, условий залегания нефти, размеров залежи. Основная часть этого фонда используется для обеспечения наиболее полного и равномерного извлечения запасов нефти из всей залежи.

• Четыре стадии разработки залежи

Разработка нефтяной залежи продолжается несколько десятков лет и в течение этого периода проходит ряд стадий.

По динамике добычи нефти можно выделять четыре стадии¹.

¹ Под стадией понимается период процесса разработки, характеризующийся закономерным изменением технологических и технико-экономических показателей.

Первая стадия — освоение эксплуатационного объекта и вывод на максимальную добычу нефти — характеризуется ростом добычи нефти при небольшой обводненности, бурением скважин основного фонда и освоением системы заводнения. Стадия заканчивается при достижении максимального проектного уровня добычи нефти и характеризуется резким перегибом кривой темпа отбора. Эксплуатационный фонд обычно составляет 0,6—0,8 от максимального.

Вторая стадия — поддержание высокого уровня добычи нефти — характеризуется более или менее стабильным высоким уровнем добычи нефти, нарастанием обводненности продукции к концу периода. Устойчивая добыча обеспечивается применением методов интенсификации отбора жидкости и вводом в эксплуатацию скважин резервного фонда. Продолжительность стадии (3—7 лет) зависит главным образом от максимального уровня добычи нефти и воды.

Граница между второй и третьей стадиями определяется по точке перегиба кривой отбора нефти, которая почти всегда четко отмечается, несмотря на продолжающийся иногда рост добычи жидкости.

Третья стадия — значительное снижение добычи нефти — характеризуется прогрессирующим обводнением продукции, снижением добычи нефти (в среднем на 10—15% в год), переводом практически всего фонда скважин на механизированный способ эксплуатации, выбытием части скважин из действующего фонда. В этот период продолжается развитие системы внутриконтурного заводнения с применением других средств интенсификации для поддержания достигнутого максимального уровня отбора жидкости и соответственно замедления темпа падения добычи нефти. Примерно с середины периода в связи с сокращением фонда скважин добыча жидкости из пласта уменьшается, однако бурение скважин резервного фонда продолжается. К концу стадии добывается примерно 80—90% извлекаемых запасов нефти; обводненность продукции превышает 80—85%.

Определить границу между третьей и четвертой стадиями по среднегодовой добыче нефти чаще всего затруднительно. Проще ее можно установить по поведению кривой обводненности¹.

Четвертая стадия — завершающая — характеризуется низким (медленно снижающимся) уровнем добычи нефти, высокой обводненностью всего фонда скважин и добываемой из пласта продукции. В этот период в экономически целесообразных пределах форсируются отборы жидкости для достижения запроектированной нефтеотдачи. Окончание четвертой стадии, т. е. процесса разработки в целом, — предел экономической рентабель-

¹ Уместно отметить, что при разработке трещиноватых коллекторов четкой границы между третьей и четвертой стадиями нет. Здесь, пожалуй, следует выделять не четыре, а три стадии разработки.

ности эксплуатации, который выражается в минимальных деби-тах скважин.

Разделение всего процесса разработки залежи на стадии позволяет детально рассматривать ее историю, судить о рациональности эксплуатации в тот или иной период, учитывать особенности разработки залежи в каждой стадии и особенно в последней, завершающей.

§ 2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ КОМПЛЕКСНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разработка нефтяного месторождения — управление процессами, происходящими при извлечении нефти из пластов.

Управление процессами начинается с момента бурения первых разведочных нефтяных скважин и установления режима их работы. В связи с этим вопросы и задачи промышленной разведки месторождений, подсчета запасов нефти и газа, проектирования, контроля, анализа и регулирования процесса извлечения нефти из недр должны быть взаимообусловлены.

Проектирование разработки нефтяного месторождения должно выполняться комплексно: при сочетании геолого-промыслового и технологического решений с учетом условий бурения, технологии и техники добычи нефти, внутрипромыслового обустройства месторождения и нефтедобывающего района в целом. Такая постановка задачи не нова. В течение более чем тридцатипятилетней истории отечественной нефтяной промышленности ни одно месторождение не вводилось в промышленную разработку без составления технологической схемы или проекта разработки. В этих проектных документах наряду с геолого-промысловым, гидродинамическим и экономическим обоснованием системы разработки учитывались отдельные элементы технологии и техники добычи нефти и обустройства месторождения. Однако в схемах и проектах разработки не достаточно полно учитывалось влияние вида и способа бурения, техники добычи нефти, элементов системы обустройства месторождения и района на обоснование и выбор рациональной системы разработки нефтяного месторождения.

В мае 1972 г. было принято Положение о порядке составления, рассмотрения и утверждения комплексных схем и проектов разработки нефтяных месторождений. В соответствии с этим положением все территориальные научно-исследовательские и проектные институты (НИПИ) составляют комплексные схемы и проекты разработки нефтяных месторождений.

Комплексное проектирование разработки нефтяных месторождений можно подразделить на две части.

1. Методы геолого-промыслового, технологического и технико-

экономического обоснования комплексных схем и проектов разработки нефтяных месторождений.

2. Порядок и последовательность комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений и содержания проектных документов.

Методы геолого-промыслового, технологического и технико-экономического обоснования комплексных схем и проектов разработки нефтяных месторождений предусматривают следующие этапы работ [8]:

геолого-промысловое изучение месторождения и подготовка исходных геолого-промысловых данных для проектирования; определение геолого-технических показателей разработки месторождения для различных вариантов по системам воздействия, включая новые методы и виды воздействия (закачка теплоносителей, взаиморастворимых жидкостей, ПАВ и др.), по схемам размещения скважин и схемам промыслового обустройства на основе гидродинамических расчетов процесса разработки;

расчеты экономических показателей для различных вариантов технологии разработки и систем обустройства месторождения.

Этапы комплексного обоснования систем разработки подразделяют на отдельные виды работ:

1) изучение геологической характеристики и геолого-промысловое обоснование проектных положений см. вверху системы разработки участка, залежи, одно- и многопластового месторождения нефти;

2) проектирование процесса и технологическое обоснование системы разработки;

3) учет специфики проектирования и обоснование новых методов разработки и способов увеличения нефтеотдачи пластов;

4) обоснование способов бурения, вскрытия пластов и освоения скважин, организации буровых работ;

5) обоснование технологии, техники эксплуатации скважин и выбор целесообразного соотношения способов эксплуатации;

6) технологическое обоснование систем разработки в сочетании со способами эксплуатации скважин и схемой обустройства месторождения;

7) технологическое обоснование генерального плана обустройства месторождения и района;

8) технико-экономическое обоснование и выбор рациональной системы разработки месторождения;

9) обоснование требований по контролю и регулированию процесса разработки при реализации запроектированной системы;

10) обоснование мероприятий по охране недр и окружающей среды.

Приведенная последовательность работ отвечает задачам комплексного геолого-промыслового и технико-экономического обоснования рациональной системы разработки нефтяного месторождения.

На примере наиболее общего случая — обоснование системы разработки многопластового месторождения или однопластового, но значительного по запасам и площади нефтеносности месторождения нефти — поясним рекомендуемую последовательность комплексного проектирования разработки месторождения нефти.

Вначале, на основании геолого-промыслового изучения многопластового месторождения намечают различные варианты воздействия на пласт и различные схемы размещения скважин, в частности, законтурное и внутриконтурное заводнения, вплоть, до его предельного случая — площадного заводнения и различные варианты выделения эксплуатационных объектов, включая применение методов раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

Затем оценивают добывные возможности месторождения по вариантам выделения эксплуатационных объектов при различных системах воздействия на пласт и схемах размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин. При этом предусматривают:

учет неоднородности пластов по проницаемости и прерывистости;

учет различия вязкостей жидкости и воды и изменения фазовых проницаемостей в переходной зоне нефть — вода;

учет геометрии фильтрационного потока (фильтрация газожидкостной смеси в системе скважин) в расчетах дебитов жидкости, нефти и нефтеотдачи до и после прорыва воды в скважины;

более детальный расчет дебитов жидкости, нефти и нефтеотдачи во времени (по годам) за основной период и с меньшей степенью детальности за весь срок разработки по всем рассматриваемым при проектировании вариантам для каждого нефтяного горизонта и месторождения в целом;

установление экономически целесообразного процента воды и нефтеотдачи при отключении рядов скважин и конечной нефтеотдачи по вариантам;

добычу жидкости и нефти во времени, рассчитанную по всем вариантам систем разработки многопластового месторождения в целом, в обязательном порядке оптимально распределяя по отдельным объектам его эксплуатации (горизонтам) одним из известных методов решения этой задачи (например, методом неопределенных множителей Лагранжа, линейного и динамического программирования).

Такого же порядка требования сформулированы и к обоснованию технологии и техники добычи, проектирования сбора и транспорта нефти и газа, внутрипромыслового обустройства месторождения.

При обосновании системы обустройства месторождения все вопросы рассматриваются в тесной двусторонней связи с технологическими процессами его разработки и эксплуатации скважин.

Система разработки месторождения и эксплуатации скважин определяет схему обустройства. При определении показателей

разработки месторождения с учетом характеристик эксплуатационного оборудования необходимо:

построить характеристику эксплуатационного оборудования с учетом совместной работы пласта и скважины для различных способов эксплуатации (фонтанный, компрессорный, погружными и штанговыми насосами) при упругом, смешанном режимах и различных системах заводнения;

выполнить расчеты технологических показателей разработки с учетом ограничений на оборудование скважин для различных способов их эксплуатации в зависимости от геолого-промысловой характеристики залежи нефти;

определить оптимальные параметры системы разработки при заводнении с учетом энергетических затрат по оборудованию эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Кроме того, выполнить расчеты системы водоснабжения и закачки воды в пласт, предусматривающей:

выбор диаметров водоводов и числа насосов станций водоподъема;

определение характеристик насосов в зависимости от технологических показателей по вариантам разработки месторождения;

определение числа нагнетательных скважин, кустовых насосных станций, а также давления нагнетания.

Затем оценивают: возможность эксплуатации скважин тем или иным способом, исходя из условий опытной эксплуатации скважин на месторождении; влияние забойного и буферного давлений в эксплуатационных скважинах на системы разработки, процессы заводнения, на схему сбора и транспортирования продукции.

При проектировании системы сбора, подготовки и транспортирования нефти и газа учитывают:

давление в системе газосепараторов, трубопроводах нефтегазосборной сети с учетом обеспечения нужного давления на устье скважин (особенно для фонтанного периода эксплуатации скважин);

необходимость группирования скважин по дебитности, устьевым давлениям, характеру продукции;

целесообразность совмещения системы сбора и транспортирования продукции скважин с системой ее товарной подготовки;

оптимальное решение задач по размещению объектов систем нефтегазоводораспределения из условия минимума затрат при реализации.

При данной характеристике продукции нефтяной залежи и намечаемой режиме скважин (способе их эксплуатации) схема генерального плана обустройства месторождения в основном определяется технологической системой и темпами разработки месторождения (числом и расположением эксплуатационных и нагнетательных скважин, их производительностью и очередностью ввода).

Для обычных (не уникальных) месторождений нет смысла изучать большое число вариантов разработки и обустройства месторождений. При этом в основном следует выделять принципиально отличные варианты технологии разработки месторождения.

Из всех изученных вариантов для окончательного технологического обоснования системы обустройства и последующего выбора рационального варианта разработки крупных месторождений рассматривают не более трех принципиально отличных вариантов обустройства месторождения.

Принципиальные решения по проектируемому месторождению увязывают с перспективами развития нефтяной промышленности.

Промысловое обустройство проектируют в следующей последовательности:

намечают предварительную схему генерального плана (генплана) обустройства для каждого варианта системы разработки месторождения;

выполняют технологические расчеты по объектам и коммуникациям генсхемы обустройства, в том числе проводят экономические сопоставления отдельных вариантов: сбора и транспортирования нефти и газа (раздельное транспортирование безводной и обводненной нефти, предел использования однострубногo транспортирования); по расположению сборных пунктов, в том числе пунктов окончательной подготовки нефти и газа; по расположению объектов водоснабжения, поддержания пластового давления и по другим объектам обустройства.

Наиболее полный и общий объем исследований по проектированию обустройства выполняют при составлении комплексной принципиальной (генеральной) схемы разработки многопластового месторождения нефти или технологической схемы разработки большой по запасам залежи нефти.

В проектах разработки и доработки проводят меньший объем исследований и технических проработок, ибо часть их уже проделана при составлении и реализации комплексной схемы разработки.

Комплексную схему разработки одно- или многопластового месторождения, а следовательно, и генплан обустройства составляют для месторождения в целом, а не для отдельного горизонта или площади. В ней указывают очередность ввода отдельных объектов в промышленную эксплуатацию.

После рассмотрения множества вариантов по проектированию технологии разработки и технологических процессов обустройства, детальные расчеты показателей этих процессов производят лишь по наиболее реально осуществимым (с учетом научно-технического прогресса) 3—5 вариантам подземной и наземной частям комплексного проекта разработки (всего до 9—25 вариантов).

Полученные технологические и технические показатели систем разработки и обустройства во времени по вариантам считаются исходными данными при экономических расчетах и выборе рациональной системы разработки и обустройства месторождения.

Расчеты экономических показателей разработки: себестоимости добычи нефти, удельных капитальных вложений и приведенных затрат по вариантам выполняют в соответствии с проектируемыми показателями, а также с учетом геолого-технических и экономических условий разработки конкретного месторождения.

Технологические и технико-экономические показатели разработки оценивают для различных вариантов систем обустройства месторождения и условий технологии добычи нефти. При этом для различных уровней добычи нефти и жидкости по месторождению в целом принимают оптимальное распределение добычи по объектам эксплуатации во времени.

По данным проведенных исследований определяется плановое задание на разработку многопластового месторождения в целом. Затем в результате комплексного геологического, технологического и технико-экономического анализа выбирают рациональный вариант разработки.

§ 3. ПОРЯДОК ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НАЗНАЧЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ

В связи с открытием ряда одно- и многопластовых месторождений нефти и газа в нефтегазоносных районах Сибири, Казахстана, Севера СССР темпы развития нефтяной промышленности страны требуют несколько отличительного по сравнению с предыдущими годами подхода к проектированию и к вводу в разработку таких месторождений: необходимо в значительной степени сократить сроки ввода месторождений в эксплуатацию, ускорить проектирование разработки и выдачу проектно-сметной документации на их обустройство.

Документы по комплексному проектированию разработки подразделяют на категории: технологические, технико-экономические, юридические, правовые для ввода новых месторождений в промышленную разработку, обустройства нового района, месторождения и уточнения, усовершенствования системы разработки месторождения, его обустройства в зависимости от уточнения геолого-промысловой характеристики, задач, поставленных государственными органами перед нефтяной промышленностью района и отрасли.

Исходя из технологической, геолого-промысловой и технико-экономической сущности процесса разработки, целесообразен следующий порядок составления документов [8]:

а) комплексный план развития и размещения нефтедобывающей промышленности района;

- б) проект промышленной разведки месторождений нефти;
- в) документы по подсчету запасов нефти и газа;
- г) комплексный план (проект) опытной или опытно-промышленной разработки месторождения или его части;
- д) комплексная схема разработки одно- или многопластового месторождения нефти;
- е) комплексный проект разработки месторождений нефти;
- ж) технический и рабочий проекты на обустройство месторождения;

з) документы по авторскому надзору и анализу на разработку нефтяных месторождений.

В соответствии с Основами законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах, положением о порядке комплексного проектирования, утвержденным Министерством нефтяной промышленности, опытом проектирования и ввода месторождений нефти в промышленную разработку при комплексном проектировании обязательными следует считать документы, перечисленные в пп. а, б, г, д, е, ж. Эти документы рассматривают и утверждают Министерство нефтяной промышленности. Для сравнительно небольших по запасам месторождений нефти комплексные схемы и проекты их разработки рассматривают и утверждают производственные нефтедобывающие объединения.

Проект промышленной разведки, документы по подсчету запасов нефти составляют организации Министерства геологии, документы по авторскому надзору и анализу разработки — территориальные научно-исследовательские институты и производственные объединения Министерства нефтяной промышленности, остальные документы по проектированию разработки нефтяных месторождений — территориальные институты по комплексному проектированию разработки (НИПИнефть) Министерства нефтяной промышленности.

Проекты промышленной разведки и документы по подсчету запасов крупных месторождений нефти составляют по принадлежности организации Мингеологии и Миннефтепрома, соответствующие территориальные научно-исследовательские институты и в отдельных случаях — ЦНИПР производственных объединений.

В комплексном плане (проекте) опытной или опытно-промышленной эксплуатации обосновываются первые мероприятия по добыче нефти, направленные на получение необходимых для проектирования промышленной разработки дополнительных данных о геолого-промысловых особенностях месторождения и на ускорение ввода его в промышленную разработку. Этот этап особенно важен для месторождений с большой площадью нефтеносности, разведка которых затягивается на продолжительное время. В последние годы полностью оправдало себя создание на ряде месторождений, в целом еще не оконченных разведкой, опытно-промышленных участков добычи нефти, приуроченных к более разведанным, обычно центральным наиболее продуктивным частям

залежей. Этот этап бурения и освоения группы опытно-промышленных скважин целесообразно выполнять до утверждения запасов нефти по месторождению в целом (или по его значительной части). В комплексном проекте опытной (или опытно-промышленной эксплуатации) рассматривают те же вопросы, что и в комплексной схеме промышленной разработки.

Комплексные схемы и проекты разработки нефтяного месторождения — документы для открытия финансирования первоочередных работ по вводу нефтяного месторождения в промышленную разработку, исключающие необходимость составления технико-экономического обоснования обустройства месторождения.

В документах по авторскому надзору и анализу разработки обобщены материалы, накапливаемые в процессе разработки месторождения, внесены необходимые коррективы в проектные решения и обоснованы мероприятия по регулированию разработки, учитывающие детали геологического строения залежи и динамичность протекающих в недрах процессов.

Рекомендации авторского надзора анализа разработки должны вытекать в основном из принципиальных технологических решений, обоснованных в проектных документах. Необходимые для их реализации затраты должны укладываться в основном в объем капитальных вложений и эксплуатационных затрат, определяемых комплексным проектом разработки. Превышение затрат над проектными в результате реализации мероприятий, предусмотренных анализами разработки, не должно быть более 10%.

В случаях когда достижение проектных показателей разработки требует резкого увеличения затрат по сравнению с проектными, предыдущий проектный документ следует оценивать как недостаточно обоснованный. Взамен этого проекта следует составить новый комплексный проект разработки. Такой проект может быть предусмотрен также в случаях резкого увеличения темпов разработки месторождения.

Приведем краткую характеристику проектных документов в соответствии с изложенным порядком проектирования разработки нефтяных месторождений.

Комплексный план развития и размещения нефтедобывающей промышленности района (региона), составляемый НИПИнефть

В этом документе освещены вопросы: перспективы развития нефтедобывающей промышленности района (региона) на 10—15 лет; оценки добывных возможностей вновь открытых и перспективных (еще не открытых) нефтяных месторождений с учетом введенных и находящихся на различных стадиях разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа; оценки капитальных вложений и экономической эффективности развития нефтедобывающего района; решения задачи оптимального

распределения различных уровней добычи нефти во времени по отдельным (новым и старым) нефтяным месторождениям района; перспективы развития нефтедобывающей промышленности района, определения капитальных вложений и оценки экономической эффективности развития нефтедобывающего района (региона).

В комплексном плане развития нефтедобывающего района должны быть предусмотрены материалы по сырьевой базе и объемам геологоразведочных работ; добыче нефти и газа; бурению скважин; сбору, подготовке и транспорту нефти и газа; водоснабжению и канализации, электроснабжению, комплексной автоматизации производственных процессов; связи; ремонту и обслуживанию бурового и нефтепромыслового оборудования; материально-техническому обеспечению; строительству автодорог и обеспечению транспортом; обеспечению производственными кадрами; жилищному и культурно-бытовому обслуживанию; экономической оценке развития нефтедобывающего района.

Проект промышленной разведки месторождения

Этот проект составляют геологоразведочные предприятия (совместно с НИИ территориальных геологических управлений и отраслевыми НИИ по разработке нефтяных месторождений), которые будут проводить промышленную разведку месторождения, в целях подготовки исходных геолого-промысловых данных для подсчета запасов нефти и газа и проектирования разработки нефтяного месторождения. Проект промышленной разведки утверждается вышестоящей организацией: территориальным геологическим управлением, объединением, Министерством нефтяной промышленности.

В проекте промышленной разведки должны быть обоснованы варианты этажей разведки многопластового месторождения и очередность последовательности бурения разведочных скважин; изложены задачи и перечислены исходные геолого-промысловые данные для подсчета геологических (балансовых) запасов нефти и газа и проектирования разработки (составления комплексной генеральной или технологической схемы разработки); даны предварительные сведения о начальном пластовом давлении и его соотношении с гидростатическим, о начальной пластовой температуре и анализе результатов опробования, эксплуатации и промысловых гидродинамических исследованиях пластов и скважин; приведены результаты анализа исследования глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; дано обоснование пробной эксплуатации в процессе промышленной разведки. В этом документе обоснованы продолжительность эксплуатации скважин, технологические режимы их работы с целью оценки возможных максимальных

дебитов и параметров, предполагаемых способов эксплуатации; рассмотрены вопросы техники добычи и временного обустройства скважин в процессе промышленной разведки; обоснован необходимый комплекс геолого-промысловых, геофизических исследований свойств пластовой газожидкостной смеси.

Кроме того, проектом промышленной разведки предусматривается необходимость проведения пробной законтурной и внутриконтурной закачки воды и составления соответствующей программы работ; интерпретации результатов исследований и оценки степени достаточности этих исходных данных для подсчета запасов нефти и проектирования разработки; подготовки исходных данных для экономического обоснования рациональной системы его промышленной разведки.

Документы по подсчету запасов нефти и газа

Подсчет запасов нефтяных (нефтегазовых) месторождений, как правило, проводится в три этапа: оперативный подсчет на основании фактических материалов первых поисковых и разведочных скважин; подсчет запасов по данным разведочного бурения или разведочного бурения и опытно-промышленной эксплуатации; подсчет и уточнение запасов в процессе разработки месторождений с учетом данных эксплуатационного бурения и дополнительно пробуренных разведочных скважин с целью перевода запасов в более высокие категории.

Запасы нефти и газа определяют отдельно для каждой залежи и по месторождению в целом с детализацией для различных зон: водонефтяной, нефтяной, газонефтяной и газоводонефтяной.

Разведанные запасы нефти, которые служат или могут служить сырьевой базой для действующих, реконструируемых и проектируемых предприятий, подлежат обязательному утверждению ГКЗ СССР в соответствии с классификацией запасов.

Комплексный план (проект) опытной или опытно-промышленной разработки месторождения или его части

Комплексный план (проект) опытной или опытно-промышленной разработки составляют в целях получения дополнительных исходных геолого-промысловых данных о параметрах пласта, условиях работы эксплуатационных скважин, возможных способах эксплуатации, системе сбора, транспортирования нефти и газа и их подготовки, приемистости нагнетательных скважин и обустройства системы поддержания пластового давления и определения добычи нефти на опытный период.

Для небольших по запасам нефти месторождений с простым геологическим строением такие планы можно не составлять.

Для небольших месторождений, имеющих сложное геологическое строение, а также месторождений, средних по запасам нефти, планы опытной эксплуатации подготавливают технологические отделы объединений совместно с научно-исследовательскими и проектными институтами и уже после согласования с территориальными органами Госгортехнадзора утверждают их.

Для месторождений, крупных по запасам нефти, планы пробной эксплуатации составляют научно-исследовательские и проектные институты, которые согласовывают их с органами Госгортехнадзора и объединениями. Затем эти планы утверждаются Министерством нефтяной промышленности.

В плане опытной разработки и эксплуатации предусмотрены вопросы: опытной эксплуатации; обоснования (при необходимости) числа и расположения опережающих эксплуатационных (оценочных) скважин; опытной закачке воды или испытанию других способов воздействия на залежь; комплекс геолого-промысловых и геофизических исследований; ориентировочная оценка добычи нефти и объема закачки воды на период опытной эксплуатации.

При составлении проекта опытной разработки и эксплуатации многопластового месторождения размещение опережающих эксплуатационных скважин предусматривают по всем горизонтам, изученным в процессе промышленной разведки, т. е. такой план (проект) составляют для месторождения в целом.

В отдельных случаях в новых нефтяных районах по крупным (одно- и многопластовым) нефтяным или нефтегазовым месторождениям, кроме плана опытной эксплуатации месторождения в целом составляют проект опытно-промышленной разработки сравнительно большого по запасам нефти участка или части месторождения нефти.

В дополнение к перечисленным задачам плана опытной разработки проектом опытно-промышленной разработки и эксплуатации предусматривается решение следующих задач: оценка технологических и технико-экономических показателей разработки для наиболее реальных схем размещения скважин и вида воздействия, которые в последующем будут рассмотрены в Генеральной (принципиальной) схеме разработки месторождения в целом; исследование целесообразных и возможных вариантов соотношений способов эксплуатации скважин; оценка технико-экономических показателей разработки с учетом конкретных вариантов систем обустройства опытно-промышленного участка и рекомендация вариантов разработки и эксплуатации этого участка; динамика технико-экономических показателей разработки участка на период опытно-промышленных работ на месторождении.

Комплексная схема разработки

Схема предназначена для обоснования рациональной системы разработки однопластового месторождения (залежи) нефти, а также первоочередных и опытно-промышленных участков, выделенных на крупных месторождениях. Составляется схема для месторождения, значительная сложность геологического строения которого не позволяет окончательно обосновать по данным промышленной разведки систему разработки и технико-экономические показатели эксплуатации на продолжительный период, а также для указанных опытно-промышленных участков крупных месторождений.

В комплексной схеме разработки предусматривается: необходимость воздействия на залежь нефти (закачка воды, газа, взаиморастворимых жидкостей, тепловые методы воздействия); система воздействия и размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин; определение изменения технологических, включая текущую и конечную нефтеотдачу и технико-экономических показателей со временем за весь срок разработки и на ближайшую перспективу (10—15 лет) с учетом темпа и последовательности разбуривания месторождения; обоснование способа, режима бурения, конструкции эксплуатационных и нагнетательных скважин; установление рационального соотношения способов эксплуатации и режима работы скважин с учетом условий системы воздействия, схемы размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин и промыслового обустройства; обоснование схемы генплана обустройства месторождения, технологических, технико-экономических показателей и выбор рационального варианта разработки для конкретных подвариантов систем обустройства месторождения; установление необходимого комплекса промысловых исследований с целью уточнения геолого-промысловых характеристик месторождения и способов эксплуатации скважин; мероприятия по контролю за реализацией запроектированного процесса разработки месторождения.

Комплексная генеральная схема разработки. Схема генплана промыслового обустройства

Комплексная генеральная схема — основной документ, определяющий все основные показатели системы разработки многопластового месторождения или однопластового, но крупного по запасам нефтяного месторождения.

Основное назначение комплексной генеральной схемы разработки заключается в обосновании рационального выделения эксплуатационных объектов и площадей разработки, системы воздействия и размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, оценке добычных возможностей и оптимальному распределению добычи нефти во времени по объектам эксплуатации,

очередности ввода их в эксплуатацию, оценке технико-экономических показателей во времени. В комплексной генеральной схеме разработки решаются те же задачи, что и в комплексной схеме, как для месторождения в целом, так и для отдельных самостоятельных площадей или объектов эксплуатации.

Одним из важнейших видов работ разделов комплексной схемы и проекта разработки является составление генерального плана обустройства нефтяного месторождения.

В схеме генерального плана обустройства нефтяного месторождения должны быть предусмотрены следующие задачи: проектирование сбора, подготовки и транспортирования нефти и газа с выдачей рекомендаций по принципиальной технологической схеме сбора, транспортирования нефти на установку ее подготовки или на головные сооружения; определение объема и очередности строительства объектов сбора, транспортирования и подготовки нефти; проектирование промысловой подготовки и путей утилизации попутного газа.

Кроме того, схемой предусмотрено: баланс попутного газа по годам (добыча его и использование); оценка целесообразности выделения пропано-бутановых фракций из попутного газа при существующих условиях и обоснование строительства газобензиновых заводов; проектирование водоснабжения и канализации; оценка баланса подтоварной и пресной воды по годам разработки, потребной для поддержания пластового давления и производственных нужд; очередность строительства сооружения по водоснабжению и канализации (водозаборы, насосные станции, водоводы, кустовые насосные станции, очистные сооружения канализации); проектирование электроснабжения с указанием электрических нагрузок, времени максимального потребления электроэнергии, источников энергии и схемы внешнего электроснабжения; определение объемов электросетевого строительства и путей сообщения; расчеты потребности в авто- и спецтранспорте, объемах дорожного строительства с обоснованием расположения и категоричности рекомендуемых к строительству дорог; характеристика базы снабжения с описанием схемы материально-технического снабжения и строительство складских сооружений с учетом имеющихся и намеченных к строительству объектов в целом для НГДУ; характеристика базы стройиндустрии и строительных материалов с потребными объемами строймонтажных работ (только для крупных месторождений в новых районах); оценка потребности в кадрах, жилищном и культурно-бытовом строительстве; схема расселения рабочих; проект базы производственного обслуживания предприятий бурения и добычи нефти и газа с учетом имеющихся и намеченных к строительству объектов по другим проектам в целом для НГДУ (здесь дается объем ремонтов бурового, эксплуатационного оборудования, перечень рекомендуемых к строительству объектов и очередность их ввода с краткой характеристикой производственных показателей);

автоматизация технологических процессов; схема контроля и управления промышленными объектами, целесообразная степень автоматизации технологических процессов;

характеристика системы связи в пределах месторождения с административными центрами;

технико-экономический анализ вариантов систем обустройства (капитальные вложения и объемы строительного-монтажных работ в бурение, добыча, обустройство месторождения по конкретным 3—5 вариантам генплана обустройства).

Для небольших по запасам нефти месторождений с незначительным фондом скважин, расположенных в обустроенных районах, технические решения, связанные со строительством баз обслуживания, материально-технического снабжения, строительной индустрии, а также вопросы численности кадров, жилищного строительства, потребности в транспортных средствах рассматриваются в документах по перспективам развития нефтяной промышленности района в целом.

Наиболее полный и общий объем исследований по проектированию обустройства выполняется при составлении комплексной принципиальной (генеральной) схемы разработки многопластового месторождения нефти или комплексной схемы разработки небольшой по запасам залежи нефти.

Комплексную схему разработки крупного по запасам однопластового или многопластового месторождения нефти, а следовательно, и генплан обустройства составляют для месторождения в целом. В ней указывается очередность ввода отдельных объектов в промышленную эксплуатацию. В проектах промышленной и пробной (опытной) эксплуатации предусмотрены отдельные временные сооружения, которые затем должны быть использованы при обустройстве.

Комплексный проект разработки одно- и многопластового месторождения

Комплексный проект составляют для уточнения систем разработки месторождения, введенного в разработку на основании технологической схемы (по материалам разведки и предшествующего периода разработки) и месторождения, не введенного в разработку, со сравнительно простым геологическим строением и незначительными запасами нефти.

В проекте разработки необходимо: обосновать число и расположение скважин, систему воздействия на пласт, уточнить изменение технологических и технико-экономических показателей разработки по годам за основной период, по стадиям и за весь срок разработки; определить конечную нефтеотдачу.

Технический и рабочий проекты на обустройство

После утверждения центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений МНП комплексной схемы или проекта разработки для рекомендуемого рационального варианта разработки составляют технологический проект на обустройство. В этом документе на основе изысканий на местности и плана (проекта) опытной разработки даются конкретные рекомендации и рабочие чертежи для строительства того или иного объекта обустройства в соответствии с тем или иным проектным документом в зависимости от стадии проектирования.

Документы по авторскому надзору и анализу разработки нефтяных месторождений

Документы по авторскому надзору за внедрением проектного документа по разработке нефтяного месторождения составляют в целях контроля соответствия запроектированных и фактических технико-экономических показателей разработки месторождения по заданию Министерства нефтяной промышленности.

В процессе авторского надзора уточняют исходные данные, использованные при составлении проектного документа по большей геолого-промысловой, технологической, технической и технико-экономической информации. При уточнении этой информации в отчетах по авторскому надзору обосновываются коррективы в ранее принятые проектные решения. Предложения по изменению проектных решений рассматривают и утверждают в том же порядке, что и сами проектные документы.

Проект доработки составляют в целях дальнейшего улучшения системы разработки если:

рекомендации предыдущего проектного документа в целом реализованы, основные извлекаемые запасы нефти отобраны, но в пластах содержатся еще значительные запасы нефти и наступил период отбора жидкости при большом проценте обводненности;

в результате внедрения проекта разработки значительно изменилось геологическое строение пластов или исходные геолого-промысловые данные были определены с погрешностями, что привело к существенному отличию проектных технологических и технико-экономических показателей разработки от фактических;

вовлечены в разработку отдельные зоны, участки или неосновные продуктивные пласты месторождения, которые не учитывались в ранее составленных проектных документах.

Документы по анализу разработки составляют в целях получения оперативных сведений о текущем состоя-

нии разработки месторождения. В них должны быть намечены мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки. Мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки должны быть направлены на возможно более полную реализацию утвержденных проектных решений.

В процессе анализа и контроля за разработкой месторождения намечают мероприятия по усовершенствованию ранее запроектированной системы разработки.

В задачи анализа и регулирования процесса разработки входят в первую очередь непрерывные усовершенствования ранее утвержденной системы и уточнения показателей разработки месторождения.

Документы по анализу, контролю и регулированию процесса разработки составляют как производственные (НГДУ, объединение), так и научно-исследовательские организации. Периодичность составления документов по текущему, оперативному и научно обоснованному анализу и регулированию процесса разработки без или с уточнением системы разработки определяется Министерством нефтяной промышленности (за полугодие, ежегодно, за несколько лет).

Раздел II

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЕЕ ОБОСНОВАНИЕ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ПРИ КОМПЛЕКСНОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава III

ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТА

§ 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Для решения проблемы рациональной разработки нефтяной залежи необходимо изучить геологическое строение пласта, т. е. определить:

- а) тектонику пласта;
- б) площадь залежи нефти;
- в) мощность пласта — общую и эффективную, ее изменение по простиранию;
- г) объем газовой шапки, если она имеется;
- д) характер контакта нефть — вода — со стороны краевых вод и нефть — газ — со стороны газовой шапки.

При изучении тектонического строения нефтяных пластов следует учитывать, что в природе существует большое разнообразие структурных форм, к которым приурочены залежи нефти. Крутое или пологое падение пластов, осложненность их различными сбросами или взбросами часто усложняют строение нефтяных месторождений.

Для наглядности все элементы геологического строения нефтяного пласта целесообразно отображать на геологических профилях и структурных картах [6]. На структурные карты наносят линии контуров нефтеносности по кровле и по подошве нефтяного пласта. Последние имеют особое значение при определении размеров нефтяных залежей и их запасов и учитываются при решении задач рациональной разработки пологих структур платформенного типа, когда большие площади, заключенные между внешним (по кровле) и внутренним (по подошве) контурами нефтеносности, содержат в нижней части разреза воду.

На многих нефтяных месторождениях наблюдается значительное колебание мощности нефтяного пласта в пределах контуров залежи. Для большей наглядности эти изменения изображаются на картах равных мощностей (изопахит).

Следует различать понятия общей и эффективной (полезной) мощности пласта. Эффективная мощность пласта h — это сумма мощностей пористых, проницаемых и насыщенных нефтью участков пласта, по которым фильтруется жидкость. Именно эту мощность учитывают при гидродинамических расчетах. Значение h можно определить как средневзвешенную по площади

$$h = \frac{\sum_{j=1}^{n_y} h_j f_j}{\sum_{j=1}^{n_y} f_j} \quad (III.4)$$

где h_j — средняя изопакита, соответствующая указанному участку площади, в м; f_j — площадь отдельного участка пласта, ограниченная соседними изопакитами, в м²; n_y — сумма пористых и проницаемых пропластков.

Эффективную мощность пласта можно определить путем интерпретации данных геофизических исследований изучения сплошного отбора кернов, фотокаротажа в сочетании с другими видами каротажа и термокаротажа.

Для оценки эффективной мощности пласта каротажными методами можно пользоваться диаграммами микрозондов и микроэкранированного метода с управляемым фокусирующим током — микробоковым каротажем и кривой спонтанной поляризации (ПС). Кроме того, можно также использовать диаграммы каверномера, диаграммы сопротивлений стандартных потенциал-зондов и большого градиент-зонда.

С достаточной точностью эффективную мощность пласта определяют по данным замеров глубинными расходомерами, дебитомерами, гамма-плотномерами, термодинамическими дебитомерами и по данным гидродинамических исследований.

Эффективную мощность трещиноватых коллекторов по промыслово-геофизическим данным определить затруднительно, а по данным исследования керна — практически нельзя. Также невозможно (вследствие большого объема работ) установить ее значение при поинтервальных испытаниях. Во всех случаях следует учитывать, что эффективная мощность пласта — функция градиента давления. На основании полученных данных строят карты равных мощностей, с помощью которых находят расчетное значение этого параметра.

Подобно картам равных мощностей для нефтяных горизонтов строятся карты равного нефтенасыщения.

Если в повышенной части нефтяного пласта имеется газовая шапка, ее оконтуривают. По полученным данным на структурную карту наносят контуры нефтеносности: внешний — по кровле и внутренний — по подошве пласта.

§ 2. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ

Пористость. Различают физическую или абсолютную пористость, пористость насыщения, которые не зависят от формы пустот, и эффективную или полезную пористость, зависящую от формы пустот.

Эффективную или полезную пористость характеризует только объем тех поровых пространств, через которые возможно движение жидкости (воды, нефти) или газа под воздействием тех или иных сил, соизмеримых с силами, возникающими при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Эффективная пористость, т. е. отношение объема эффективных пор $V_{\text{э}}$ данной породы к видимому объему этой породы $V_{\text{п}}$,

$$m_{\text{э}} = \frac{V_{\text{э}}}{V_{\text{п}}} \quad (\text{III.2})$$

Пористость пластов может изменяться в вертикальном и в горизонтальном направлениях: в горизонтальном направлении или по простиранию пласта значение ее изменяется постепенно и, наоборот, в вертикальном или поперек мощности и слоистости пласта — резко.

По результатам лабораторного исследования образцов пород определяют среднее значение пористости по отдельным скважинам или по мощности пласта в отдельных точках.

На основании полученных средних значений пористости по отдельным скважинам можно получить ясное представление об ее изменении по пласту вкрест простирания и по его простиранию. Для этой цели строят специальные карты пористости по пласту, на которых соответствующими изолиниями соединяют участки с одинаковыми значениями пористости.

По данным геофизических исследований при определенных геологических условиях можно получить более подробные и достаточно точные сведения о пористости и ее изменении в пределах изучаемого месторождения. В некоторых случаях пористость пласта оценивают с помощью методов потенциалов собственной поляризации (ПС), радиоактивных методов и, в первую очередь, нейтронного по плотности надтепловых и тепловых нейтронов, гамма-нейтронного и нейтронного гамма-каротажа (НГК)¹.

В карбонатных породах нейтронный метод позволяет определить коэффициент пористости с достаточной точностью. Большое преимущество этого метода — возможность его применения в скважинах, закрепленных обсадными колоннами. Как известно, в таких условиях применять электрические методы нельзя. Не получают необходимого эффекта и при экспериментальном определении пористости по керну вследствие слишком ограниченного выноса его на поверхность.

Более достоверно пористость пород определяют методом рассеянного гамма-излучения, акустическим методом и при помощи

¹ Он же нейтрон-гамма метод (НГМ).

микронзондов и экранированных микронзондов. Также установлена возможность изучения пористости по данным интенсивности гамма-излучения, созданного изотопами, введенными в пласт в процессе бурения. Этот метод интересен тем, что интенсивность гамма-излучения изотопов в данном случае зависит от коэффициента эффективной пористости. При помощи этого метода во время определения трещиноватой пористости пород получают наиболее точные результаты.

К новым методам определения коэффициента пористости пород относится также ультразвуковой, который, вероятно, будет эффективным при изучении карбонатных коллекторов, где в комплексе с микроэлектрическими методами возможно решение задачи разделения пористости на трещиноватую и гранулярную.

Для определения пористости пород по ультразвуковому методу целесообразно использовать зависимость¹

$$v_p = \sqrt{2,94 \frac{1}{\beta_0 \rho_p} \frac{1 - v_p}{1 + v_p}}, \quad (\text{III.3})$$

где v_p — скорость продольных упругих волн в однородной и изотропной среде в м/с; β_0 — коэффициент объемной сжимаемости пористой среды в Па^{-1} ; v_p — коэффициент Пуассона пористой среды; ρ_p — плотность пористой среды в $\text{Н} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4$.

Плотность пористой среды выразим через ее пористость

$$\rho_p = \rho_{\text{ТВ}} - (\rho_{\text{ТВ}} - \rho_{\text{Ж}}) m_p, \quad (\text{III.4})$$

где $\rho_{\text{ТВ}}$ — средняя плотность твердой фазы; $\rho_{\text{Ж}}$ — средняя плотность жидкости, заполняющей поры породы; m_p — коэффициент пористости породы.

Объемный коэффициент сжимаемости найдем по формуле²

$$\beta_0 = \frac{(m_p \beta_p + \beta_{\text{ТВ}}) (\beta_{\text{Ж}} - \mu_p \beta_{\text{ТВ}}) + \beta_p \beta_{\text{ТВ}}}{\beta_p + \beta_{\text{Ж}} - \mu_p \beta_{\text{ТВ}}}, \quad (\text{III.5})$$

где β_p , $\beta_{\text{ТВ}}$, $\beta_{\text{Ж}}$ — коэффициенты сжимаемости пор, твердой фазы и жидкости в Па^{-1} ; μ_p — коэффициент, учитывающий относительное содержание и сжимаемость глинистых частиц.

Подставив выражения (III.4) и (III.5) в (III.3), получим

$$v_p = \sqrt{\frac{2,94 [\beta_p + \beta_{\text{Ж}} - \mu_p \beta_{\text{ТВ}}]}{(m_p \beta_p + \beta_{\text{ТВ}}) (\beta_{\text{Ж}} - \mu_p \beta_{\text{ТВ}}) + \beta_p \beta_{\text{ТВ}}} \cdot \frac{1 - v_p}{[\rho_{\text{ТВ}} - (\rho_{\text{ТВ}} - \rho_{\text{Ж}}) m_p] (1 + v_p)}}. \quad (\text{III.6})$$

Уравнение (III.6) определяет зависимость между скоростью продольных волн и коэффициентом пористости пород с совер-

¹ Добрынин В. М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. М., «Недра», 1965, 163 с.

² Добрынин В. М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1970, 239 с. с илл.

шенной связью между твердой и жидкой фазами (дисперсией скорости пренебрежено).

Как видим, пористость пласта можно определить несколькими методами.

Глинистость. Для составления проекта разработки нефтяных месторождений, в котором предусматривается применение законтурного или внутриконтурного заводнения, следует определять глинистость горных пород. Определенное расположение глинистых пропластков позволяет вскрывать водоплавающие залежи, обеспечивая длительную безводную эксплуатацию скважин. Учитывая глинистость пород, можно предусмотреть плохую приемистость нагнетательных скважин при закачке в них пресных вод (разбухающие глинистые частицы закупоривают поры коллектора). Глинистые пропластки влияют на точность определения коэффициента пористости методами сопротивления и нейтронными методами. Знать глинистость пород также необходимо во избежание значительных погрешностей при определении коэффициента нефтегазонасыщения песчано-глинистых коллекторов.

Глинистость пород наиболее точно можно определить методами потенциалов собственной поляризации и естественной радиоактивности, а в некоторых, более частных случаях — методом сопротивления и методом потенциалов вызванной поляризации.

Данные, полученные по отдельным скважинам месторождения, используются для составления пластовых карт, отображающих характер изменения содержания глинистого материала как по всему объекту разработки в целом, так и по отдельным его пластам и пропласткам.

Проницаемость коллектора — параметр, характеризующий его способность пропускать жидкость или газ. Как и пористость, проницаемость не постоянная величина и изменяется по мощности пласта и по напластованию. По напластованию значение ее изменяется в больших пределах — от 0,01 до 3 мкм². Значение этого параметра резко изменяется в пластах, сложенных карбонатными породами; при содержании последних более 10% породы практически становятся непроницаемыми.

Простой зависимости между пористостью и проницаемостью, по-видимому, нет. Однако при помощи метода математической статистики легко показать, что существует корреляционная связь между эффективной пористостью и физической проницаемостью. Эта связь представляется в виде эмпирических выражений. Для различных продуктивных пластов характер связи различен, но вывод остается один — с увеличением пористости пород в общем возрастает и их проницаемость.

Методика вычисления среднего значения проницаемости та же, что и при вычислении средней пористости. По такому же способу строят специальные карты равной проницаемости нефтяных пластов.

Проницаемость пород можно определить при помощи методов промысловой геофизики. В частности, для этой цели используют методы сопротивлений и методы потенциалов вызванной и собственной поляризации пород.

Так как одновременно с коэффициентом проницаемости породы определяется нефтеводонасыщенность, то метод сопротивлений позволяет устанавливать не только физическую проницаемость, но и относительные значения этого параметра. Недостаток метода — возможность его использования только в области нефтенасыщенной части коллектора при отсутствии остаточной воды.

Метод потенциалов вызванной поляризации при известных условиях (при проницаемости в пределах $0,05—1$ мкм²) позволяет определять проницаемость с достаточно большой точностью.

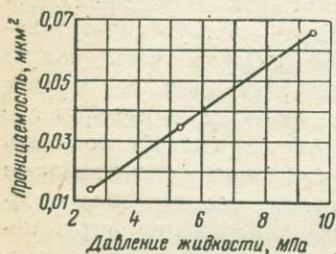


Рис. III.1. Зависимость проницаемости трещиноватых коллекторов от давления жидкости при $p_T = \text{const}$

Используя зависимость проницаемости пород от их глинистости с естественной радиоактивностью, можно определить проницаемость горных пород по данным гамма-каротажа.

Проницаемость трещиноватых коллекторов в некоторых случаях определяют по графику (рис. III.1) или по результатам исследования скважин глубинными дебитомерами и расходомерами¹ (в виде профилей продуктивности и приемистости).

В отличие от профиля проницаемости, составленного по данным анализа керна, профиль продуктивности отражает проницаемость частей пласта во всей зоне дренажа, т. е. таким образом составленный профиль учитывает литологическую неоднородность в направлении напластования.

Изучение фактических данных по многим месторождениям показывает, что распределение проницаемости пластов носит случайный, вероятностный характер и может быть описано различными теоретическими функциями распределения.

Пьезопроводность k — параметр, характеризующий скорость перераспределения давления в упругом пласте в связи с изменением пористости и проницаемости, он изменяется в различных направлениях. В зоне насыщенной нефтью, она имеет меньшее значение, чем в зоне, насыщенной водой. Так, по данным И. Г. Пермякова пьезопроводность девонского песчаника D_1 Туймазинского месторождения изменяется в пределах от $1,22$ м²/с в нефтеносной части пласта до $3,02$ м²/с — в водоносной, а для

¹ Установлено, что с помощью глубинных расходомеров и дебитометров далеко не всегда можно судить об особенностях движения жидкости во всей зоне дренажа.

девонского песчаника D_2 того же месторождения — в пределах от 0,80 м²/с в нефтеносной части пласта до 2,15 м²/с — в водоносной части.

Пьезопроводность — это комплексный коэффициент:

$$\kappa = \frac{k}{\mu_{ж}\beta^*} = \frac{k}{\mu_{ж}(m_{э}\beta_{ж} + \beta_{с})} \quad (III.7)$$

где k — коэффициент проницаемости в м²; $\mu_{ж}$ — динамическая вязкость жидкости в Па·с; $\beta_{ж}$ и $\beta_{с}$ — коэффициенты объемной упругости или коэффициенты сжимаемости жидкости и пласта (пористой среды) в Па⁻¹; β^* — коэффициент упругоэластичности пласта в Па⁻¹ ($\beta^* = m_{э}\beta_{ж} + \beta_{с}$).

Коэффициенты $\beta_{ж}$, $\beta_{с}$, β^* определяют в зависимости от давления и температуры.

Коэффициент объемной упругости жидкости, и в частности коэффициент объемной упругости нефти $\beta_{н}$, зависит от ее состава и количества газа, растворенного в ней. По данным П. Д. Джонса¹, коэффициент объемной упругости нефти изменяется в широких пределах — от 0,7 до 14 ГПа⁻¹.

В значительно меньших пределах колеблется коэффициент объемной упругости воды; среднее значение его равно 0,4 ГПа⁻¹.

Еще меньше коэффициент объемной упругости породы. Значение его можно определить по кривой Хоукинса (рис. III.2). Для различных пород коэффициент объемной упругости различен. Тщательно поставленные многочисленные эксперименты Д. А. Антонова показывают, что этот коэффициент для девонских песчаников Туймазинского нефтяного месторождения колеблется в среднем от 0,096 до 0,126 ГПа⁻¹.

Наиболее достоверное значение пьезопроводности пласта можно получить при исследовании взаимодействия скважин. Этот коэффициент, как и все другие, определяют для каждого изучаемого месторождения.

§ 3. НЕФТЕНОСНОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ. КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ

Запасы залежи зависят от пористости и объема нефтесодержащих пород. Они также зависят и от степени насыщения коллекторов нефтью, т. е. от коэффициента нефтенасыщения.

Не все поровое пространство в нефтеносных породах занято нефтью. Это обуславливается, во-первых, наличием остаточной

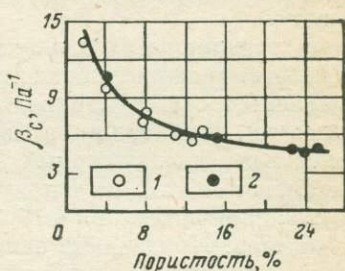


Рис. III.2. Кривая Хоукинса для определения коэффициента объемной упругости пород $\beta_{с}$. 1 — песчаник; 2 — известняк

¹ Джонс П. Д. Механика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1947, 183 с.

(связанной) воды в поровом пространстве и, во-вторых, наличием газа в свободном состоянии.

Первыми исследователями, сумевшими правильно объяснить и интерпретировать присутствие остаточной воды в нефтесодержащих породах, были Н. Т. Линдтроп и В. М. Николаев. Еще в 1929 г. они показали, что почти во всех месторождениях содержится остаточная вода.

Известно, что в зависимости от свойств коллектора количество остаточной воды может колебаться от 4 до 71% объема пор пласта.

В трещиноватом коллекторе в связи с небольшой площадью поверхности трещин и незначительным проявлением капиллярных сил количество остаточной воды невелико. Исследования ВНИИГРИ показали, что толщина пленки воды в щели, обусловленная действием молекулярных сил, не превышает 0,016 мкм. Это указывает на то, что в природном коллекторе нефтенасыщенность трещин приближается к 100%, а коэффициент нефтенасыщения — к единице. При оценке запасов нефти в трещиноватых карбонатных коллекторах условно принимают коэффициент нефтенасыщенности вторичных пор равным 0,9.

Наличие остаточной воды, естественно, приводит к снижению коэффициента нефтенасыщенности. Однако остаточная вода существенно влияет на процесс разработки нефтяных месторождений и особенно на процесс вытеснения нефти из коллектора нагнетаемой водой. Опыты показывают, что нефтеотдача пласта при наличии в нем остаточной воды выше, чем при отсутствии ее. Между нефтью и нагнетаемой водой образуется промежуточная зона — оторочка, остаточная вода которой способствует вытеснению нефти. Поэтому там, где количество остаточной воды велико, с целью повышения нефтеотдачи нецелесообразно применять добавки поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Остаточная вода влияет на значение начального градиента давления при фильтрации вязко-пластичной жидкости в пористой среде (уменьшает силы трения).

Количество остаточной воды, заключенной в порах и трещинах, определяют на основании данных о проницаемости по графикам П. Д. Джонса (рис. III.3). Однако с достаточной точностью ее содержание устанавливают в лаборатории, а также по данным промыслово-геофизических исследований, в частности по данным метода сопротивлений и радиоактивными методами.

Для рациональной разработки нефтяного месторождения важно найти положение водонефтяного и газонефтяного контактов в пластах. Их положения определяют при помощи нейтронного гамма-каротажа (НГК), нейтрон-нейтронного каротажа (ННК) и метода наведенной активности (НА). Для месторождений с высокой минерализацией пластовых вод при солености 1500 Н/м^3 применяют НГК и ННК, а при солености более 800 Н/м^3 — метод наведенной активности. По этому методу получают хорошие

результаты в карбонатных пластах. Недостатки указанных методов — небольшой радиус исследования и связанное с этим влияние на результаты измерений диаметра и конструкции скважин и на характер ее заполнения.

От этих недостатков и ограничений в значительной мере свободен импульсный нейтрон-нейтронный каротаж ((ИННК)). Он позволяет определять положение водонефтяного контакта во многих нефтяных районах Советского Союза.

Положение водонефтяного контакта можно также определить испытателем пластов с установкой пакера на различных уровнях вблизи предполагаемого местонахождения водонефтяного контакта или по данным анализа кернов или, наконец, по данным бурения оконтуривающих скважин.

На основе геологического (геофизического) и гидродинамического изучения залежи строят карты равной пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и водонасыщенности. Эти карты дают общее представление о закономерности изменения параметров пласта по площади и мощности и являются исходными при составлении проекта разработки залежи.

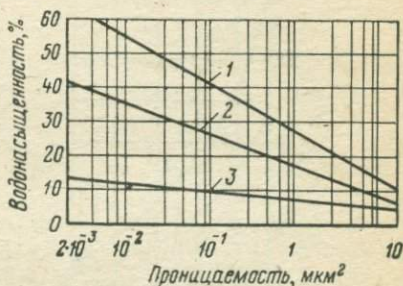


Рис. III.3. Зависимость водонасыщенности породы от проницаемости для коллекторов различного типа. 1 — мелкозернистые пески; 2 — среднезернистые пески; 3 — крупнозернистые пески, известняки, доломиты

§ 4. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЖИДКОСТИ И ГАЗА

Для изучения процессов вытеснения нефти из нефтесодержащих коллекторов важно знать физические свойства жидкости (нефти, воды) и газа. К сожалению, часто к началу проектирования о них имеются лишь приближенные представления.

Физические свойства нефти и воды изучают по отборам проб нефти и воды из пласта. При этом особое внимание обращают на вязкость, плотность, растворимость газа в нефти.

Вязкость нефтей в пластовых условиях различных залежей изменяется в широких пределах (от 0,1 мПа·с — для очень легких нефтей, близких к конденсатным, до 2 мПа·с — для нефтей средней плотности и 380 мПа·с и более — для тяжелых нефтей) в зависимости от их химического состава и условий залегания. Повышение молекулярной массы нефти обуславливает увеличение ее вязкости. На вязкость нефти, особенно

содержащейся в пластах, залегающих на значительных глубинах, существенно влияют давление и температура. В гораздо большей степени на изменение вязкости влияет температурный фактор; с повышением температуры вязкость нефти понижается сначала быстро, а затем медленно. На рис. III.4 в качестве примера показаны кривые изменения вязкости в зависимости от температуры для различных нефтей месторождений Азербайджана.

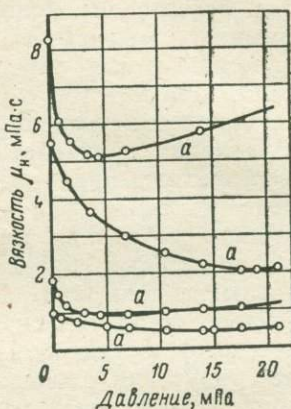
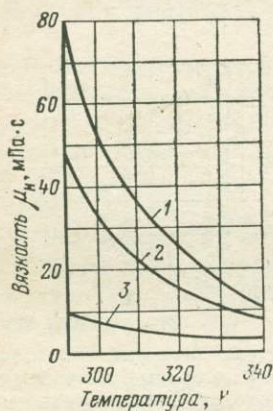


Рис. III.4. Изменение вязкости нефти в зависимости от температуры.
1, 2, 3 — нефть различных месторождений

Рис. III.5. Изменение вязкости нефти в зависимости от давления.
а — минимальное значение функции, соответствующее давлению насыщения

Таков же характер изменения вязкости нефтей и в других районах.

Изменение вязкости нефти в зависимости от давления для четырех различных нефтяных месторождений показано на рис. III.5. Часть кривой при давлении выше давления насыщения показывает увеличение вязкости по мере сжатия гомогенной насыщенной нефти, в которой растворен весь имеющийся газ. При давлении ниже давления насыщения выделение растворенного газа приводит к увеличению вязкости остаточной нефти, в то время как объемное расширение нефти со снижением давления — к понижению вязкости. И все же в результате действия этих факторов, из которых первый оказывает большее влияние, вязкость увеличивается¹.

Наблюдаемое понижение вязкости нефти с глубиной залегания нефтяных пластов, связанное с увеличением температуры

¹ Интересно отметить, что по минимуму вязкости на кривой зависимости вязкость — давление можно определить давления насыщения. Однако при содержании в растворе значительного количества азота перелом кривой может не соответствовать давлению насыщения в связи с уменьшением вязкости нефти при выделении азота из раствора.

и увеличением количества растворенного газа в нефти, способствует лучшей фильтрации нефти через пористую среду коллектора.

Большое влияние на вязкость нефти оказывает растворимость газа, которая зависит от пластового давления, пластовой температуры, фракционного состава газа и качества нефти. Растворенный газ способствует уменьшению вязкости нефти, и наоборот, выделившийся из растворенного состояния газ увеличивает ее. Поверхностное натяжение вследствие растворенного газа уменьшается примерно с той же интенсивностью, с какой уменьшается вязкость. Определить вязкость нефти можно при помощи эмпирического соотношения

$$\mu_n = \frac{\mu_a b_n}{1 + 4(b_n - 1)\mu_a}, \quad (III.8)$$

где μ_a — абсолютная вязкость дегазированной нефти при температуре пласта в мПа·с; b_n — коэффициент объемного расширения нефти, находящейся на поверхности (за счет растворенного в ней газа).

Формула (III.8) справедлива лишь в интервале давлений от атмосферного до давления насыщения, так как она учитывает влияние сжимаемости нефти при давлении выше давления насыщения.

Также очень важно знать вязкость пластовой (законтурной или подошвенной) воды, которая, по-видимому, сильно изменяется с изменением ее минерализации и в основном зависит от температуры пласта (рис. III.6).

Наиболее высокая конечная нефтеотдача при заводнении (до 60—70%) достигается на месторождениях, вязкость нефтей которых колеблется в пределах 0,05—0,15 мПа·с в пластовых условиях. При больших значениях вязкости эффективность процесса значительно снижается.

Многочисленные исследования и практика показывают, что при вязкости нефти 0,15—0,5 мПа·с нефтеотдача равна 45—55% при отборе 2—4 объемов воды, а при вязкости 0,5—0,15 мПа·с нефтеотдача достигает примерно 35—45% с отбором не менее 5—7 объемов воды. При вязкости более 2,5 мПа·с обычное заводнение, как показала практика, малоэффективно.

Плотность нефти — один из показателей ее качества; определяется в пластовых условиях, что сравнительно просто достигается путем отбора проб пробоотборником.

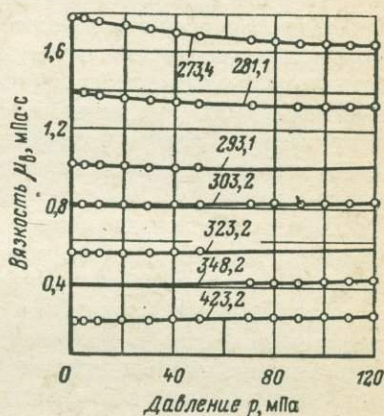


Рис. III.6. Зависимость вязкости воды от давления при постоянных температурах

Приближенно плотность нефти может быть оценена по формуле

$$\rho_{пл} = \frac{\rho_{сеп} + 1,2G\rho_r}{b_n}, \quad (III-9)$$

где $\rho_{сеп}$ — плотность сепарированной нефти в кг/м³; G — объемное содержание растворенного газа в пластовой нефти в м³/м³; ρ_r — относительная плотность газа.

При разработке нефтяных месторождений необходимо знать давление насыщения нефти газом, которое, как известно, не остается постоянным по площади одного и того же горизонта. Давление насыщения зависит от многих факторов, в том числе от структуры месторождения, близости водонефтяного контакта, угла падения пласта, направления миграции нефти, структуры и содержимого соседних пород, температуры пласта. В зависимости от этих факторов давление насыщения резко меняется.

При снижении давления ниже давления насыщения увеличиваются газовый фактор, плотность и вязкость нефти, а уменьшаются коэффициенты сжимаемости и объемный коэффициент.

Давление насыщения находится в прямой зависимости от содержания азота в пластовой нефти. Результаты исследований показывают, что изменение давления насыщения подчиняется определенной закономерности, уменьшаясь от центральной части нефтяной залежи к контуру нефтеносности.

Учитывая сказанное, определяют давление насыщения не в одной какой-либо скважине, а в нескольких, расположенных на всех характерных участках пласта. Затем строят карту распределения этих давлений.

Давление насыщения определяют различными способами: 1) по номограммам Билла, Стендинга и Лозата; 2) по результатам исследования распределения давления по стволу скважины; 3) по коэффициентам распределения компонентов газа между жидкой и газовой фазами; 4) по данным исследования скважин; 5) комбинированным способом; 6) по глубинной пробе пластовой нефти; 7) по изотермическому расширению пробы, отобранной непосредственно с забоя скважины.

Наибольшее предпочтение следует отдать экспериментальному исследованию глубинных проб нефти. Наиболее распространен и разработан объемный метод, в основу которого положено свойство системы резко изменять объем при образовании в нефти газовой фазы [12].

Подробное описание способов определения давления насыщения, их теория и особенности (преимущества и недостатки) можно найти в специальной литературе.

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ВИДЫ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ И МЕТОДЫ ЕЕ ИЗУЧЕНИЯ

В общем случае пласты всех нефтяных месторождений неоднородны по геологическому строению.

Для оценки и учета неоднородности нефтяных пластов при проектировании и анализе разработки нефтяного месторождения необходимо иметь достаточно апробированную методику, по которой можно количественно и качественно определить основные показатели геологической неоднородности. Под неоднородностью пластов понимается непостоянство численных значений параметров пласта (мощности, пористости, проницаемости). Или в более широком смысле этого понятия — изменчивость литолого-фациальной характеристики пласта по площади и разрезу. При изучении геологической неоднородности пластов выделяют некоторые разновидности ее, среди которых наиболее распространены зональная неоднородность или неоднородность по площади (объему пласта); слоистая неоднородность или неоднородность по мощности пласта; прерывистость продуктивного пласта и его линзовидность [8].

Все неоднородные пласты можно подразделить условно на две категории:

а) неоднородные по параметрам (мощности, проницаемости, пористости), но непрерывные;

б) неоднородные по параметрам и прерывистые, линзовидные.

Из опыта геологического изучения нефтяных месторождений следует, что в неоднородном непрерывном пласте параметры могут распределяться закономерно. С другой стороны, опыт обработки данных о проницаемости, пористости и других параметрах пласта показывает, что распределение этих параметров может носить случайный, вероятностный характер.

В общем виде распределение того или иного параметра пласта можно представить состоящим из закономерной и случайной составляющих.

Таким образом, можно выделить следующие виды распределения неоднородности пластов по параметрам:

1. Закономерное распределение параметров в неоднородном непрерывном пласте.

2. Случайное, вероятностное распределение параметров в неоднородном непрерывном пласте.

3. Зональная неоднородность по площади или по объему пласта, когда в пределах его можно выделить отдельные зоны с резко

отличимыми параметрами от параметров окружающих их областей пласта.

4. Слоистая неоднородность или неоднородность по мощности непрерывного пласта. В этом случае в разрезе пласта можно выделить прослои различной проницаемости, пористости, мощности, нефтенасыщенности, отделенные малопроницаемыми глинистыми перемычками и контактирующие друг с другом.

5. В общем виде неоднородности пластов, осложненных по прерывистости, линзовидности.

В соответствии с изложенным при изучении неоднородности пластов можно применять как детерминированный, так и вероятностный подход.

В первом случае, на основе геолого-геофизического и промышленного изучения неоднородности пластов по параметрам, строят карты распределения параметров пластов по площади и схемы их распределения по разрезу, а также блок-диаграммы.

Во втором случае применяют методы математической статистики, с помощью которых по определенному объему информации о параметрах пласта устанавливают тот или иной вероятностный закон их распределения, согласующийся с фактическим, реальным распределением параметров.

Необходимо отметить, что как первый, так и второй подход к изучению геологической неоднородности дают положительные результаты. Однако более целесообразно применять их в комплексе. В этом случае геологическое изучение помогает выявить закономерности процессов осадконакопления, что позволяет в дальнейшем более правильно использовать методы математической статистики и теории вероятностей.

Например, при изучении неоднородности по параметрам прерывистого, линзовидного пласта для оценки характера распределения параметров по объему пласта целесообразно применять вероятностный подход, а для изучения распределения отдельных прослоев, линз, полулинз — детерминированный подход путем построения соответствующих карт распространения коллекторов и последующего их анализа.

При изучении геологической неоднородности пластов вводят понятия о песчанистости, расчлененности, распространении коллекторов по площади, замещении коллектора неколлектором. Эти понятия необходимы для общей качественной характеристики неоднородности пластов, сопоставления их по степени неоднородности. Некоторые из этих характеристик, выраженные через соответствующие коэффициенты, используют для количественной оценки неоднородности пластов по прерывистости, для изменения их литолого-фациального строения и для последующих расчетов нефтеотдачи.

Виды неоднородности пластов количественно выражают через коэффициенты: песчанистости K_n , расчлененности K_p , распространения по площади K_S , замещения K_z и слияния $K_{сл}$.

Под коэффициентом песчанистости K_{Π} для каждой скважины понимается отношение эффективной мощности к общей мощности пласта (от кровли до подбшвы), т. е.

$$K_{\Pi i} = \frac{h_{i \text{ эф}}}{h_{i \text{ общ}}} \quad (\text{IV.1})$$

Для горизонта в целом

$$K_{\Pi} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{h_{i \text{ эф}}}{h_{i \text{ общ}}}}{n} \quad (\text{IV.2})$$

где $h_{i \text{ эф}}$ — эффективная мощность песчаного пласта в i -той скважине; $h_{i \text{ общ}}$ — общая мощность горизонта в i -той скважине; n — число скважин, вскрывших полную мощность данного горизонта.

Под коэффициентом расчлененности $K_{\text{р}}$ подразумевается отношение числа песчаных пластов, суммированных по всем скважинам, к общему числу скважин, т. е.

$$K_{\text{р}} = \frac{n_1 + n_2 + n_3 + \dots + n_n}{N} = \frac{\sum_{i=1}^n n_i}{N} \quad (\text{IV.3})$$

Здесь n_i — число песчаных слоев в i -той скважине; N — общее число скважин, вскрывших пласт.

При определении коэффициентов песчанистости и расчлененности продуктивный разрез делят на две условные группы: коллекторы и неколекторы.

Коэффициент распространения по площади K_S — отношение площади распространения коллекторов к площади залежи в пределах внешнего контура нефтеносности. Этот коэффициент для одного пласта рассчитывается по формуле

$$K_{S_1} = \frac{S_i}{S_{\text{н}}} \quad (\text{IV.4})$$

Для горизонта в целом

$$K_S = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{n S_{\text{н}}} \quad (\text{IV.5})$$

Здесь S_i — площадь распространения коллекторов i -того зонального интервала; $S_{\text{н}}$ — площадь залежи в пределах внешнего контура нефтеносности; n — число выделенных пластов.

Коэффициент замещения $K_3(S)$ или отсутствия пласта-коллектора

$$K_3(S) = 1 - K_S \quad (\text{IV.6})$$

Коэффициент слияния $K_{сл}$ характеризует отношение площадей зон слияния с выше- или нижележащим пластом к площади распространения коллекторов

$$K_{сл i} = \frac{S_{сл}}{S_i} \quad (IV.7)$$

где $S_{сл}$ — площадь, в пределах которой два соседних интервала не разобщены глинистыми разделами; S_i — площадь распространения коллекторов i -того пласта.

Чем больше коэффициент слияния, тем выше степень гидродинамической связанности отдельных прослоев между собой. Для горизонта в целом

$$K_{сл} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{сл}}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (IV.8)$$

где n — максимальное число пропластков.

Используют рассмотренные коэффициенты при анализе карт зональных интервалов и оценке охвата пластов, обусловленного их прерывистостью и линзовидностью.

§ 2. НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЛАСТОВ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ

Наиболее важно для гидродинамических расчетов нефтеотдачи установить закон изменения по объему пласта такого параметра, как проницаемость, построить плотность и функцию распределения проницаемости. При этом возможны два подхода к оценке неоднородности пластов по проницаемости; 1) построение эмпирической ломаной распределения проницаемости и последующего применения этого фактического распределения в гидродинамических расчетах нефтеотдачи без выражения его в аналитической форме; 2) по имеющейся фактической информации о проницаемости пласта определение аналитической зависимости для плотности и функции ее распределения.

В первом случае имеем преимущество в том, что при известной трудности подбора математической модели для данного распределения можно иногда более объективно отобразить неоднородность пласта по проницаемости и получить более близкую к реальной картину процесса обводнения пласта. Однако по сравнению со вторым подходом здесь имеем и существенные недостатки, заключающиеся в трудностях сопоставления степени неоднородности пластов друг с другом, что особенно важно для многопластовых месторождений при сравнении неоднородности аналогичных месторождений. Далее, в гидродинамических расчетах процесса разработки приходится выполнять громоздкие расчеты, связан-

ные с численным дифференцированием и интегрированием фактических функций распределения проницаемости.

Для построения расчетных схем-моделей неоднородных по проницаемости пластов следует широко использовать методы математической статистики и теории вероятностей. В качестве исходных данных для построения расчетной схемы слоисто-неоднородного по проницаемости пласта можно использовать статистический ряд фактических значений проницаемостей, полученных путем лабораторного анализа керна, интерпретации геофизических методов исследований, а также гидродинамических исследований и интерпретации профилей притока и приемистости скважин по мощности пласта.

Для гидродинамических расчетов принимается фактическая плотность или функция распределения проницаемости, на основе которой строится слоисто-неоднородный по проницаемости пласт. Число прослоев со средней проницаемостью k_i и мощностью h_i выделяется по шагу (емкости) интервала функции распределения, причем мощность прослоя принимается пропорциональной числу случаев определения проницаемости каждого прослоя. Кроме того, можно использовать ту или иную теоретическую функцию распределения, наилучшим образом описывающую фактическое распределение проницаемости.

Наиболее известна статистическая модель — нормальное или гауссово распределение.

Для оценки аналитического закона распределения параметров пластов целесообразно использовать методику Г. Хана и С. Шапиро [9] с последующим определением параметров распределения известными в математической статистике методами.

На номограмме (рис. IV.1) показаны области в плоскости (β_1, β_2) для различных распределений: нормального, бета-распределения (частный случай — равномерное распределение), гамма-распределения (частный случай — экспоненциальное распределение) и логарифмически-нормального.

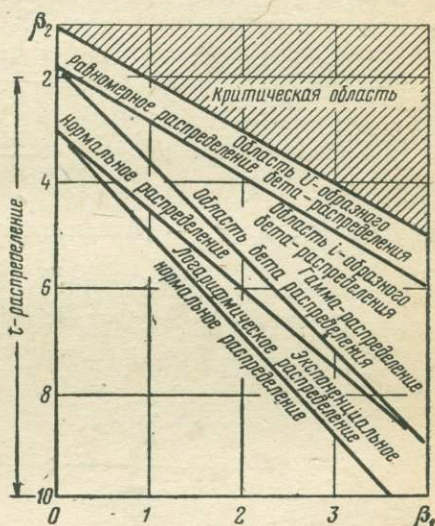


Рис. IV.1. Номограмма для определения степени соответствия фактического вероятностного распределения параметров пласта теоретическому распределению

Здесь β_1 — квадрат нормированного показателя асимметрии, а β_2 — нормированный показатель островершинности. Для любого нормального распределения $\sqrt{\beta_1} = 0$ и $\beta_2 = 3$.

Гамма-распределение можно определить для всех значений β_1 и β_2 ; расположено оно вблизи кривой для логарифмически-нормального распределения.

Чтобы пользоваться номограммой (см. рис. IV.1), необходимо знать значения параметров β_1 и β_2 . Для этого с помощью формул (IV.9)—(IV.11) находят координаты точек, которые затем наносят на номограмму.

$$\beta_1 = \frac{M_3}{(M_2)^{3/2}}; \quad (IV.9)$$

$$\beta_2 = \frac{M_4}{M_2^2}$$

где M_2 , M_3 и M_4 — условные моменты:

$$\left. \begin{aligned} M_2 &= a_2 - a_1^2; \\ M_3 &= a_3 - 3a_2a_1 + 2a_1^3; \\ M_4 &= a_4 - 4a_3a_1 + 6a_2a_1^2 - 3a_1^4. \end{aligned} \right\} \quad (IV.10)$$

$$\left. \begin{aligned} a_1 &= \frac{\sum_{i=1}^n k_i n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}; & a_2 &= \frac{\sum_{i=1}^n k_i^2 n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}; \\ a_3 &= \frac{\sum_{i=1}^n k_i^3 n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}; & a_4 &= \frac{\sum_{i=1}^n k_i^4 n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}. \end{aligned} \right\} \quad (IV.11)$$

Здесь k_i — проникаемость в ряду распределения; n_i — частота распределения.

Если точка с координатами β_1 и β_2 на номограмме будет расположена достаточно близко от точки, кривой или от области одной из названных моделей (гамма-распределение, логарифмически-нормальное распределение и т. д.), то по этому распределению можно определить эмпирические данные. Затем можно найти параметры распределения, как это обычно делается по критериям согласия Колмогорова или Пирсона.

П р и м е р. Проиллюстрируем изложенную методику оценки теоретической функции распределения проникаемости, соответствующей фактическому распределению.

Ряд экспериментальных значений проникаемости и последовательность промежуточных вычислений для параметров распределения β_1 и β_2 приведены в табл. IV.1.

Находим значения условных моментов M_2, M_3, M_4 . Для этого предварительно определяем коэффициенты a_1, a_2, a_3 и a_4 .

$$a_1 = \frac{38}{263} = 0,14; \quad a_2 = \frac{924}{263} = 3,5;$$

$$a_3 = \frac{2336}{263} = 8,9; \quad a_4 = \frac{13\,848}{263} = 52,7.$$

$$M_2 = 3,5 - (0,14)^2 = 3,48;$$

$$M_3 = 8,9 - 3 \cdot 3,5 \cdot 0,14 + 2(0,14)^3 = 7,44;$$

$$M_4 = 52,7 - 4 \cdot 0,14 \cdot 8,9 + 6(0,14)^2 \cdot 3,5 - 3(0,14)^4 = 48,13;$$

$$\sqrt{\beta_1} = \frac{7,44}{(3,48)^{3/2}} = 1,15; \quad \beta_1 = 1,322;$$

$$\beta_2 = \frac{48,13}{3,48^2} = 3,97.$$

Из номограммы, приведенной на рис. IV.1, следует, что для полученных значений β_1 и β_2 эмпирическое распределение проницаемости может быть с достаточной достоверностью описано теоретически гамма-распределением.

Таблица IV.1

Интервал проницаемости h_i , мкм	Среднее значение h_i , мкм	Частота n_i	$k_i = \frac{\varepsilon_i - 1,25}{0,5}$	$k_i n_i$	$k_i^2 n_i$	$k_i^3 n_i$	$k_i^4 n_i$
0—0,5	0,25	44	-2	-88	176	-352	704
0,5—1,0	0,75	78	-1	-78	78	-78	78
1,0—1,5	1,25	53	0	0	0	0	0
1,5—2,0	1,75	37	1	37	37	37	37
2,0—2,5	2,25	19	2	38	76	152	304
2,5—3,0	2,75	13	3	39	117	351	1 053
3,0—3,5	3,25	9	4	36	144	576	2 304
3,5—4,0	3,75	7	5	35	175	875	4 375
4,0—4,5	4,25	2	6	12	72	432	2 592
4,5—5,0	4,75	1	7	7	49	343	2 401
Σ		263		38	924	2336	13 848

Та или иная теоретическая функция с различной степенью достоверности отображает реальный фактический характер распределения проницаемости пластов, что влияет на точность гидродинамических расчетов дебитов жидкости, нефти и нефтеотдачи во времени.

В практике расчетов процесса обводнения неоднородных по проницаемости пластов используют различные функции (законы распределения проницаемости: нормальный, логарифмически-нормальный, Максвелла, видоизмененные распределения Максвелла, гамма-распределения, обобщенная функция распределения и др. (табл. IV.2). В зависимости от степени неоднородности пластов по

Закон распределения	Нормальный	Логарифмически-нормальный	Гамма-распределение	Обобщенное распределение [8]
Плотность распределения $f(x)$	$\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\varepsilon)^2}{2\sigma^2}}$	$\frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma x}} e^{-\frac{(\ln x - \ln \varepsilon)^2}{2\sigma^2}}$	$\frac{1}{\Gamma(a+1)\beta^{\alpha+1}} x^\alpha e^{-\frac{x}{\beta}}$	$\alpha \frac{R}{x^2} e^{-\alpha\left(\frac{R}{x}-1\right)} - \delta\beta^\delta x_v^{\delta-1} (R-x)^{\delta-1} [\gamma R - x(\gamma+1)]$
Функция (закон) распределения $F(x)$	$\frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{x-\varepsilon}{\sqrt{2}\sigma} \right) \right]$	$\frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{\ln x - \ln \varepsilon}{\sqrt{2}\sigma} \right) \right]$	$\frac{1}{\Gamma(a+1)} \int_0^z z^\alpha e^{-z} z^{\frac{x}{\beta}}$	$e^{-\alpha\left(\frac{R}{x}\right)} - [\beta x^\gamma (R-x)]^\delta$
Среднее значение $M(x)$	ε	$\varepsilon e^{\frac{\sigma^2}{2}}$	$h \left(\frac{\sum \varepsilon m}{\sum m} \right) + c = M(x)^*$ $M(x) = \beta(\alpha+1)$	$M(x)$

Стандартное отклонение $\sigma(x)$	σ	$e^{\sigma^2} \varepsilon \sqrt{1 - e^{-\sigma^2}}$	$h \sqrt{\frac{\sum \varepsilon^2 m}{\sum m} - \left(\frac{\sum \varepsilon m}{\sum m}\right)^2} = \sigma(x)^*$ $\sigma(x) = \beta \sqrt{\alpha + 1}$	$\sigma(x)$
Коэффициент вариации $v(x)$	$\frac{\sigma}{\varepsilon}$	$e^{\frac{\sigma^2}{2}} \sqrt{1 - e^{-\sigma^2}}$	$h \sqrt{\frac{\sum \varepsilon^2 m}{\sum m} - \left(\frac{\sum \varepsilon m}{\sum m}\right)^2} = V(x)$ $h \left(\frac{\sum \varepsilon m}{\sum m}\right) + c$	$V(x) = \frac{\sigma(x)}{\mu(x)}$
Параметр закона	ε, σ	ε, σ	α, β	$\alpha, \beta, \gamma, \delta$
Граница изменения закона	$0 < x < \infty$	$0 < x < \infty$	$0 < x < \beta$	$x_{\min} \leq x \leq R$
Граница изменения аргумента	$-\infty < x < \infty$	$0 < x < \infty$	$0 < x < \beta$	$0 \leq x \leq R$

61 **Примечание.** Для гамма-распределения: m — частота; h — интервал (шаг); c — середина интервала наибольшего числа случаев. Для обобщенного распределения: x — аргумент, выраженный числом среднеквадратических отклонений σ ; R — размах распределения в σ ; M_x и σ_x находятся по методу моментов (как для гамма-распределения, так и для обобщенного распределения).

проницаемости, метода определения и получения информации о проницаемости фактическое ее распределение описывается тем или иным теоретическим законом.

Наиболее удобный с точки зрения выполнения расчетов обводнения логарифмически-нормальный закон распределения. Однако этому закону присущ ряд недостатков, а именно:

1) он не в достаточной степени универсален и при описании фактических неоднородных распределений, имеющих многовершинный характер, возникает необходимость подразделения их на несколько простых, что в значительной мере осложняет последующие расчеты процесса обводнения;

2) при определении параметров этого распределения среднего значения ε и стандартного отклонения σ по построениям на логарифмически-нормальной бумаге возможны существенные ошибки из-за элементов субъективизма при обработке фактических данных.

Гамма-распределение и логарифмически-нормальное распределение описывают наиболее широкий класс эмпирических распределений проницаемости, его широко применяют в практике проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений.

Как правило, фактические сложные распределения проницаемости нельзя описать одним логарифмически-нормальным распределением с параметрами распределения $\sigma(k)$ и $\varepsilon(k)$. При разделении такого сложного распределения на ряд простых, логарифмически-нормальных, допускается субъективизм в оценке параметров закона и как следствие существенные погрешности в последующих расчетах процесса обводнения.

Сложное логарифмически-нормальное распределение целесообразно представлять в виде одного распределения, параметры σ_0 и ε_0 которого можно определить из соотношений

$$\frac{[\sigma(\ln k)]_0^2}{e} = \frac{\sigma_\Phi^2(k) + M_\Phi^2(k)}{M_\Phi^2(k)}, \quad (IV.12)$$

$$\varepsilon_0 = \frac{M_\Phi(k)}{\frac{[\sigma(\ln k)]_0^2}{2}}. \quad (IV.13)$$

С помощью уравнений (IV.12) и (IV.13) можно определить параметры эквивалентного теоретического распределения проницаемости, подчиняющегося логарифмически-нормальному закону. Использование предлагаемого приема и формул (IV.12), (IV.13) позволит избежать процесса условного подразделения сложного неоднородного распределения на ряд однородных составляющих. Кроме того, при обработке исходной информации о проницаемости с помощью диаграммы квантилей существенно сокращается машинное время расчетов обводнения неоднородных пластов на ЭВМ.

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НИЖНЕГО ПРЕДЕЛА ПРОНИЦАЕМОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТА ψ_h СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА

Геолого-промысловыми исследованиями установлено, что большинство пластов месторождений Советского Союза и зарубежных имеют слоистую структуру и слоисто-неоднородны по проницаемости. В связи с этим предполагается, что слои мощностью h_i и проницаемостью k_i вероятностно распределены по общей эффективной мощности пласта. Слои различной проницаемости k_i и мощности h_i непрерывны, начиная от контура питания (нагнетательной галереи, системы нагнетательных скважин) до эксплуатационной галереи (системы эксплуатационных скважин).

Из опыта разработки месторождений Татарии, Казахстана и других районов Советского Союза следует, что в низкопроницаемых прослоях слоисто-неоднородных пластов при известных условиях не происходит фильтрации жидкости и газов. Суммарную мощность этих прослоев с проницаемостью от 0 до k_{\min} при расчетах процесса обводнения не учитывают. Таким образом, при принятой схеме непрерывного слоисто-неоднородного пласта по нижнему пределу проницаемости (k_{\min}) можно определить эффективно разрабатываемую мощность пласта ($h_{\text{эф.р}}$) и коэффициент (ψ_h):

$$\psi_h = \frac{h_{\text{эф.р}}}{h_{\text{эф}}}$$

Здесь $h_{\text{эф.р}}$ — суммарная мощность разрабатываемых прослоев; $h_{\text{эф}}$ — эффективная мощность пласта.

С известной долей условности в схеме для непрерывного слоисто-неоднородного по проницаемости пласта значения k_{\min} и ψ_h должны быть приняты в среднем одинаковыми для всего пласта как в зонах размещения скважин (галерей), так и на удалении от них. Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что с увеличением перепада давления в таких пластах в работу подключается прослой с меньшей проницаемостью, увеличивается охват по мощности пласта вытеснением нефти водой. Следовательно, при этом уменьшается и нижний предел проницаемости.

Коэффициент ψ_h существенно зависит от перепада давления (рис. IV.2) и изменяется в широком диапазоне: от 0,3—0,4 до 0,8—0,9. Это подтверждается результатами многочисленных исследований скважин глубинными дебитомерами на приток при установившихся отборах.

Следует различать физически возможный нижний предел проницаемости, обусловленный природными факторами (соотношение физических свойств коллектора и газожидкостных смесей), при наиболее интенсивной системе воздействия на пласт и применении соответствующего оборудования в процессе разработки

месторождения и реально достижимый нижний предел проницаемости, обусловленный существующей системой разработки месторождения или внедрением запроектированной рациональной системы. Нижний предел проницаемости следует учитывать при определении геологических запасов нефти.

Коэффициент ψ_h при соответствующем перепаде давления обусловлен нижним пределом проницаемости k_{\min} (рис. IV.3).

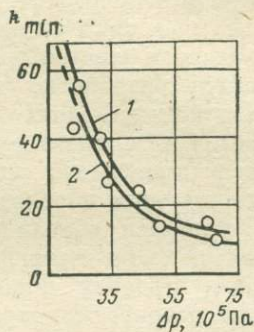
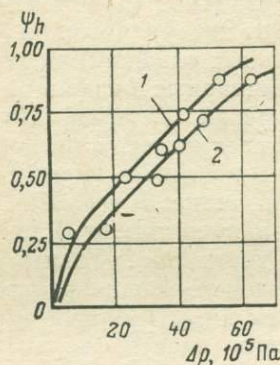


Рис. IV.2. Зависимость коэффициента охвата пласта от депрессии.
1 и 2 — горизонты А и В; k_{\min} в 10^{-3} мкм²

Рис. IV.3. Зависимость нижнего предела проницаемости от депрессии.
1 и 2 — горизонты А и В; k_{\min} в 10^{-3} мкм²

Как правило, при гидродинамических расчетах процесса обводнения нефтяной залежи коэффициент ψ_h не учитывается, но при построении расчетной схемы-модели пласта принимается во внимание нижний предел проницаемости. В этом случае при построении расчетной схемы слоисто-неоднородного по проницаемости непрерывного пласта, сложенного прослоями различной проницаемости, разделенных непроницаемыми перемычками бесконечно малой мощности, из общей эффективной нефтенасыщенной мощности вычитается суммарная мощность прослоев, проницаемость которых меньше нижнего предела проницаемости. Коэффициент ψ_h и значение нижнего предела проницаемости — величины статистические, которые можно определить по данным обработки результатов исследований скважин глубинными расходомерами и дебитомерами при различных перепадах давления.

В соответствии с изложенным установлена зависимость коэффициента ψ_h , средней проницаемости и нижнего предела проницаемости от градиента давления.

По таким зависимостям определяют коэффициент ψ_h и значение нижнего предела проницаемости k_{\min} .

В последующем значение нижнего предела проницаемости k_{min} и коэффициент Ψ_h используют в качестве исходных геолого-промысловых данных при построении расчетной схемы-модели и оценки нефтеотдачи неоднородных пластов.

§ 4. НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЛАСТОВ ПО ПРЕРЫВИСТОСТИ

В прерывистых пластах газожидкостная смесь фильтруется не по всему объему пласта, в результате в значительной части пласта может не происходить процесс вытеснения нефти водой при той или иной схеме размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин. Это в конечном счете, может существенно повлиять на его нефтеотдачу.

Существуют два способа изучения неоднородности пластов по прерывистости:

1) основанный на построении геологических карт зональных интервалов;

2) основанный на интерпретации данных геофизических исследований разрезов скважин и применении методов математической статистики и теории вероятностей.

При первом способе, когда исходных данных достаточно для построения карт зональных интервалов, можно применить методику ВНИИ.

В соответствии с этой методикой после детальной корреляции разрез продуктивного горизонта расчленяют с максимально возможной подробностью на отдельные проницаемые прослои, для каждого из которых строят карту его распространения с указанием на них зон слияния с выше- и нижезалегающими прослоями, а также совместного слияния. Названные карты строят в пределах одной и той же постоянной площади, ограниченной в большинстве случаев внутренним или внешним контуром нефтеносности или линией, проведенной вдоль периферийных скважин, расположенных в непосредственной близости от основных скважин, пробуренных на изучаемой структуре.

Все площади распространения прослоев разделяют на три группы: линзы, полулинзы и участки непрерывного пласта. Линзы — изолированные площади распространения прослоя, окруженные со всех сторон непроницаемыми породами. Полулинзы — участки прослоя, открытые для воздействия, например заводнением, только с одной стороны. Участки непрерывного пласта — как площадь сплошного распространения пласта, так и части площади, имеющие не менее двух выходов к контуру поддержания пластового давления, расположенных на его отрезках, характеризующихся взаимопротивоположным направлением потоков пластовой жидкости [1].

После разделения прослоев на группы определяют размеры (протяженность, объемы) каждой в направлении предполагаемого движения фильтрационного потока в пласте.

При составлении комплексного проекта разработки и комплексной схемы разработки месторождения применяют метод определения объемов линз, полулинз и участков непрерывной части пласта. При составлении комплексного проекта (плана) опытной или опытно-промышленной эксплуатации месторождения и комплексной схемы его разработки применяют косвенный метод оценки прерывистости пластов.

Метод вычисления объемов площадей основан на использовании условной статистической зависимости между объемом непрерывного пласта \bar{V}_n и коэффициентом песчаности K_n — отношением эффективной мощности эксплуатационного объекта h_{ϕ} (песчанистого пласта) к его стратиграфической мощности $h_{ст}$:

$$K_n = \frac{h_{\phi}}{h_{ст}}. \quad (IV.14)$$

Значение K_n для всего пласта в целом определяют по графику зависимости

$$K_n = f(\bar{V}_n).$$

Объемы линз и полулинз определяют как разность между единицей и долей объема \bar{V}_n .

В втором способе изучения неоднородности пласта по его прерывистости используют результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин и элементы теории вероятностей. Предполагается, что случайное поле нефтяного пласта набрано из квадратов коллекторов и неколлекторов. Таким образом, в данном случае используется единство подхода к изучению неоднородности пласта по проницаемости и прерывистости (случайный, вероятностный подход). Этот метод, предложенный в институте ЗапСибНИИИП, заключается в определении коэффициента связи K_c , как показателя прерывистости пластов, характеризующего степень выдержанности пласта при определенном расстоянии между скважинами.

Поскольку литологические замещения коллекторов непроницаемыми породами могут происходить в любой части продуктивного горизонта или пласта, особое значение приобретает оценка выдержанности прослоев по всему разрезу исследуемых объектов. Можно считать, что при замещении коллектора непроницаемой породой в любом зональном интервале пласта образуются непродуктивные участки (зоны) пласта.

Предварительно определяют наиболее вероятную модель изменения общей мощности пласта (модель наслоения).

Можно предположить две основные модели:

1) наслоение параллельно реперу, когда все изменения мощностей песчаных и глинистых пропластков происходят вследствие фациальных замещений;

2) изменение мощности в двух соседних скважинах предполагается пропорциональным.

В первой модели (рис. IV.4, а) наслоение происходит параллельно реперу (в данном случае кровле пласта). Непродуктивная

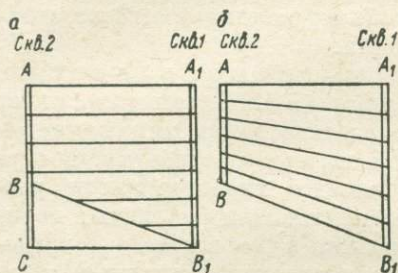


Рис. IV.4. Модели напластования

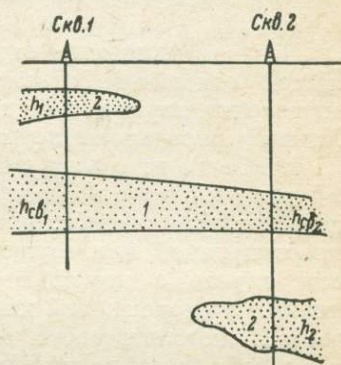


Рис. IV.5. Профиль по скважинам.

h и $h_{св2}$ — мощность пласта и связанная мощность в скв. 2

часть разреза BC в скв. 1 — фациальный аналог нижней части разреза DB в скв. 2.

Во второй модели (рис. IV.4, б) мощность пласта изменяется за счет пропорционального уменьшения (увеличения) мощностей всех зональных интервалов. Подошва синхронична и синхроничны точки разреза, расположенные на равных глубинах от репера, выраженных в долях или процентах от общей мощности пласта.

Модель напластования (рис. IV.5) выбирают с учетом коэффициента взаимосвязи K_B (предпочтение отдается той модели, у которой выше средний K_B).

$$K_B = \frac{B_{1к} B_{2к} B_{1н} B_{2н} - B_{1н} B_{2к} B_{1к} B_{2н}}{\sqrt{B_{1к} B_{1н} B_{2к} B_{2н}}}, \quad (IV.15)$$

где B — вероятность появления коллектора (к) и неколлектора (н) по скв. 1 и 2.

Сомножители в числителе — условные вероятности появления коллектора (неколлектора) в последующей скважине (скв. 2) при условии вскрытия в предыдущей (скв. 1) неколлектора (коллектора). В знаменателе даны безусловные вероятности вскрытия коллектора и неколлектора в скважинах.

В институте ЗапСибНИИНП для расчетов на ЭВМ последовательность оценки прерывистости пластов запрограммирована, что позволяет избежать трудоемких построений и вычислений этого параметра с помощью карт зональных интервалов.

Охват нефтяного пласта процессом вытеснения водой, обусловленным прерывистостью коллекторов

Под коэффициентом охвата пласта по прерывистости ψ_2 понимается отношение объема коллектора, охваченного процессом вытеснения нефти водой, ко всему объему коллектора. Этот коэффициент определяют двумя способами.

1. Метод, основанный на использовании карт зональных интервалов. В зависимости от целей коэффициент охвата ψ_2 определяется без или с учетом проектируемой или осуществляемой системы разработки. В первом случае с помощью ψ_2 сравнивают характеристики различных месторождений какого-либо района или различных горизонтов многопластового месторождения, а во втором — определяют добычу нефти и нефтеотдачу при проектировании и анализе разработки месторождения.

С точки зрения большего приближения к реальным условиям оценку характера прерывистости коллекторов целесообразно выполнять по формуле

$$\psi_2 = \frac{V_{\text{неп}} + (V_{\text{пл}} - V_{\text{тз}})}{V_{\text{кол}}}, \quad (\text{IV.16})$$

где $V_{\text{неп}}$ — объем непрерывной части коллектора; $V_{\text{пл}}$ — объем полулинз; $V_{\text{тз}}$ — объем тупиковых застойных зон; $V_{\text{кол}}$ — объем коллектора.

Для определения коэффициента ψ_2 необходимо отдельно оценить доли непрерывной части пласта, линз и полулинз по так называемым картам зональных интервалов — картам распределения коллекторов по отдельным пластам и пропласткам продуктивного горизонта.

При оценке характера прерывистости пластов с учетом системы разработки (схемы размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, линий воздействия на пласт) за непрерывную часть пласта принимается часть коллектора, ограниченная линией воздействия на пласт и любым из рядов эксплуатационных скважин.

Метод требует детальной корреляции разреза продуктивного горизонта и расчленения его с максимально возможной подробностью на отдельные проницаемые прослои, для каждого из которых строят карту распространения с указанием на них зон слияния с выше- и нижезалегающими прослоями.

2. Метод оценки охвата пласта вытеснением нефти водой, обусловленного прерывистостью, основан на вероятностном методе оценки прерывистости пластов на основе интерпретации данных геофизических исследований скважин. Процесс расчетов коэффициента охвата в зависимости от схемы размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин (так называемой плотности сетки скважин) полностью автоматизирован и выполняется на ЭВМ по программам, составленным в институте ЗапСибНИИИП. В работе [8] приведена номограмма для определения коэффициента ψ_2 в зависимости от типа коллекторов, системы заводнения и плотности сетки скважин.

Глава V

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

§ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ ПРОЦЕССЕ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ

Параметры пласта при помощи гидродинамических методов определяют при установившемся и неуставившемся процессах фильтрации жидкости. Время, в течение которого наступает установившееся состояние, приближенно можно определить по эмпирической формуле А. Чатаса

$$t_{yc} = \frac{m_э \beta_{ж} R_k^2}{4k \mu_{ж}}, \quad (V.1)$$

где t_{yc} — время достижения установившегося состояния в с; $m_э$ — эффективная пористость пласта; $\beta_{ж}$ — коэффициент объемной упругости жидкости в Па⁻¹; R_k — радиус контура питания в м; k — коэффициент проницаемости в м²; $\mu_{ж}$ — динамическая вязкость в Па·с.

Установившийся процесс фильтрации жидкости характеризуется постоянством значений в течение длительного времени забойного давления и дебита скважины.

Убедившись, что процесс фильтрации жидкости установившийся, можно по методу отборов (метод пробных откачек) построить индикаторную диаграмму (график зависимости дебита скважины q от депрессии Δp на забое). Эта зависимость может быть выражена прямой линией, кривой, выпуклой или вогнутой к оси дебитов (рис. V.1).

Искривления индикаторных линий при движении однородной жидкости в пласте происходят в основном вследствие деформации коллектора (трещин и пор), возникающей при изменении давления; инерционных сопротивлений движущейся жидкости; перехода ламинарного движения жидкости в турбулентный; изменения плотности и вязкости движущейся жидкости от давления и температуры¹.

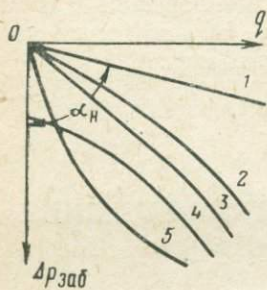


Рис. V.1. Индикаторная диаграмма.

Законы фильтрации: 1 — линейный; 2, 3 и 4 — нелинейный; 5 — переход линейного в нелинейный

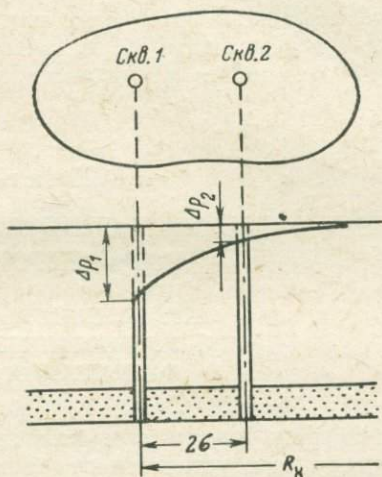


Рис. V.2. Схема расположения скважин в пласте (эксплуатационной и скважины — пьезометра)

Рассмотрим несколько простейших приемов, позволяющих определять основные параметры пласта при различной форме индикаторной линии.

Возьмем две скважины (рис. V.2) и допустим, что одна из них эксплуатируется, а другая простаивает (скважина-пьезометр).

Пусть первая скважина эксплуатируется с постоянным дебитом q_0 при депрессии $\Delta p_1 = p_k - p_1$, а вторая, отстоящая от нее на расстоянии 2σ , простаивает, но вследствие влияния работы первой забойное давление во второй скважине понизится на $\Delta p_2 = p_k - p_2$ (где p_1 и p_2 — забойные давления в скв. 1 и 2; p_k — давление на контуре питания). Дебит и давление в скважинах соответствует дебиту и давлению при установившемся режиме (линия 1 на рис. V.1). Тогда, обозначив через R_k неизвестный пока радиус условного кругового контура питания, согласно

¹ Донцов К. М. Об искривлении индикаторных линий, снятых на глубоких скважинах трещинного коллектора. Изв. вузов, серия «Нефть и газ», 1965, № 4, с. 41—44.

формуле Дююи дебит скважины

$$q_0 = \frac{2\pi kh}{\mu_n} \frac{\Delta p_1}{\ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{2\pi kh}{\mu_n} \frac{\Delta p_1 - \Delta p_2}{\ln \frac{2\sigma}{r_c}}, \quad (V.2)$$

где k — проницаемость пласта в м²; h — эффективная мощность пласта в м; μ_n — динамическая вязкость нефти в пластовых условиях в Па·с; r_c — радиус скважины (если скважина несовершенная, то приведенный радиус $r_{пр}$) в м; 2σ — расстояние между скважинами в м.

Из уравнения (V.2) найдем параметр гидропроводности

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu_n}. \quad (V.3)$$

Очевидно,

$$\begin{aligned} \varepsilon &= \frac{q_0}{2\pi \Delta p_1} \ln \frac{R_k}{r_c} = \\ &= \frac{q_0}{2\pi (\Delta p_1 - \Delta p_2)} \ln \frac{2\sigma}{r_c} \end{aligned} \quad (V.4)$$

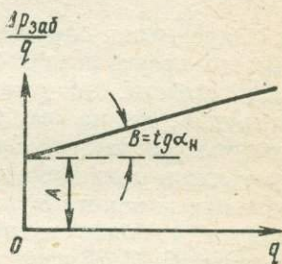


Рис. V.3. Линейная зависимость $\Delta p_{заб}/q$ от q для исследуемой скважины

Затем (для проверки) первую скважину остановим, а вторую пустим в эксплуатацию и повторим определение гидропроводности. При однородном коллекторе должны получить одинаковые или во всяком случае очень близкие значения этого параметра.

При нарушении линейного закона фильтрации, т. е. в том случае, когда в результате исследования скважин получается выпуклая к оси дебитов индикаторная линия (линия 2 на рис. V.1), будем считать (в первом приближении), что существует зависимость

$$\Delta p_{заб} = Aq_0 + Bq_0^2 \quad (V.5)$$

или

$$\frac{\Delta p_{заб}}{q_0} = A + Bq_0, \quad (V.6)$$

где A и B — коэффициенты фильтрационного сопротивления в Па·с/м³ и Па·с²/м⁶ — соответственно.

Тогда в прямолинейной системе координат $\Delta p_{заб}/q_0$ и q_0 получим линейную зависимость (рис. V.3). При помощи этой зависимости находим значение коэффициента A . С другой стороны,

$$A = \frac{\mu_n}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c},$$

откуда коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi A} \quad (V.7)$$

По тангенсу угла наклона прямой определим коэффициент фильтрационного сопротивления B ($B = \operatorname{tg} \alpha_n$).

Более подробно о методах исследования скважин см. [3].

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПРИ НЕУСТАНОВИВШЕМСЯ ПРОЦЕССЕ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ

Определять параметры пласта по индикаторным линиям, снятым во время исследования эксплуатационных или нагнетательных скважин, при установившемся процессе фильтрации жидкости нетрудно, но на это затрачивается много времени. Более того, полученная таким образом гидропроводность пласта характеризует лишь призабойную зону фильтрации. Между тем, при определении параметров пласта по кривым восстановления давления получают более точные данные, характеризующие физические параметры большего участка залежи. Этот метод свободен от условностей, связанных с оценкой приведенного радиуса скважины и контура питания.

Способы обработки кривых восстановления давления подразделяются на две основные группы: 1) без учета притока жидкости к скважине после ее остановки; 2) с учетом притока жидкости. К первой группе относятся метод Д. Р. Хорнера; метод построения кривой в координатах $\Delta p_{\text{заб}}$ и $\lg t$; метод С. С. Миллера, А. Б. Дайеса и С. А. Хетчинсона; метод Г. Б. Томаса; метод С. Джойерса и Р. В. Смита; метод Т. Четаса; метод Б. С. Чернова (без остановки скважины); метод И. А. Чарного и др.

Для пласта неограниченных размеров при мгновенном прекращении притока жидкости к скважине после ее остановки (или после пуска с постоянным дебитом) повышение давления в скважине с высокой степенью точности определяется по формуле Тсейса [18].

$$\Delta p(t) = p_0 - p_{\text{заб}} = \frac{q_0 \mu_{\text{ж}}}{4\pi k h} \left\{ \ln \frac{4\kappa t}{r_c^2} - 0,5772 + \sum_{v=1}^{\infty} \frac{(-1)^{v+1}}{v v!} \left(\frac{r_c^2}{4\kappa t} \right)^v \right\}. \quad (\text{V.8})$$

Если $r_c^2/4\kappa t$ мало и в связи с этим нельзя пренебречь суммой $\sum_{v=1}^{\infty}$, то практически при $2,25\kappa t/r_c^2 > 100$ можно считать

$$\Delta p(t) \approx \frac{q_0 \mu_{\text{ж}}}{4\pi k h} \ln \frac{2,25\kappa t}{r_c^2} \quad (\text{V.9})$$

или

$$\Delta p(t) \approx \frac{q_0 \mu_{\text{ж}}}{4\pi k h} \ln \frac{2,25\kappa}{r_c^2} + \frac{q_0 \mu_{\text{ж}}}{4\pi k h} \ln t, \quad (\text{V.10})$$

где $\Delta p(t) = p(t) - p_{\text{заб}}$ — изменение давления в скважине после ее остановки или $\Delta p = p_0 - p_{\text{заб}}$ — изменение давления в скважине после ее пуска в Па; $p(t)$ — текущее давление на забое после остановки (пуска) скважины в Па; $p_{\text{заб}}$ — установившееся давление на забое скважины перед ее остановкой (или перед пуском) в Па; t — время с момента остановки (пуска) скважины в с; κ — коэффициент пьезопроводности пласта в м²/с; остальные обозначения известны.

При построении экспериментальной кривой (построенной по данным исследования скважины после ее остановки) в координатах $\Delta p, \ln t$ по уравнению (V.10)* получим прямую**. По тангенсу ее наклона найдем гидропроводность (см. рис. V.4)

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu_n} = \frac{q_0}{4\pi \operatorname{tg} \alpha_n},$$

а по отрезку, отсекаемому этой прямой на оси Δp ,

$$B_1 = \frac{q_0 \mu_n}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa}{r_c^2},$$

определим пьезопроводность пласта

$$\kappa = \frac{r_c^2}{2,25} \exp\left(\frac{4\pi B_1 \varepsilon}{q_0}\right).$$

Описанный метод наиболее распространен. Недостаток его заключается в том, что при построении кривых восстановления давления в координатах $\Delta p, \ln t$ вместо ожидаемой прямой часто получают ломаную линию. Далее, участок кривой восстановления давления, построенный по данным при продолжающемся притоке жидкости, растягивается, а основной участок резко сужается. Поэтому при обработке кривой в этих координатах трудно избежать ошибок.

* При замене точной формулы (V.8) приближенной (V.10) погрешность не превосходит:

0,25%,	если $r_c^2/(4\kappa t) \leq 0,01$	или $\kappa t/r_c^2 \geq 25$;
1%,	если $r_c^2/(4\kappa t) \leq 0,03$	или $\kappa t/r_c^2 \geq 8,33$;
5,7%,	если $r_c^2/(4\kappa t) \leq 0,10$	или $\kappa t/r_c^2 \geq 2,5$;
9,7%,	если $r_c^2/(4\kappa t) \leq 0,14$	или $\kappa t/r_c^2 \geq 1,79$.

** При наличии на кривой восстановления забойного давления нескольких прямолинейных участков необходимо учитывать первый.

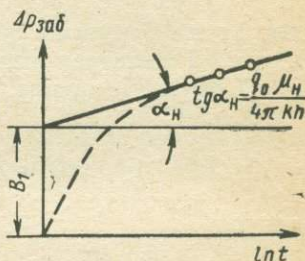


Рис. V.4. Изменение депрессии на забое скважины во времени

Заметим, что в координатах Δp , t начальный участок кривой восстановления давления играет менее существенную роль, чем в только что описанном методе. Воспользуемся этим и введем безразмерную функцию

$$z(t) = \frac{1}{\Delta p t} \int_0^t \Delta p dt,$$

где Δp и t берутся с обрабатываемой кривой восстановления давления, а интеграл вычисляется численно.

С другой стороны, из (V.9)

$$z(t) \approx \left(\ln \frac{2,25\kappa t}{r_c^2} - 1 \right) / \ln \frac{2,25\kappa t}{r_c^2},$$

откуда

$$\zeta = \frac{\kappa}{r_c^2} = \frac{1}{2,25t} \exp \left(\frac{1}{1-z} \right).$$

Подставив полученное значение ζ в формулу (V.9), получим

$$\varepsilon = \frac{k h}{\mu h} = \frac{q^0}{4\pi \Delta p (1-z)}.$$

Описанный способ хотя и дает некоторую погрешность по сравнению с другими, например методом Г. И. Баренблатта и других, но отличается от последнего большей простотой.

Для ограниченного пласта с постоянным давлением на контуре питания при определении параметров пласта можно воспользоваться формулой М. Маскета [7].

$$\Delta p = p_0 - p(t) = \frac{2 \Delta p_{\text{заб}}}{\ln \frac{R_K}{r_c}} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{J_0 \left(x_i \frac{r_c}{R_K} \right)}{x_i^2 J_1^2(x_i)} e^{-\beta_i t}, \quad (\text{V.11})$$

где $J_0 [x_i(r_c/R_K)]$, $J_1(x_i)$ — функция Бесселя действительного аргумента первого рода нулевого и первого порядков; x_i — корни уравнения функции $J_0(x_i) = 0$; β_i — угловой коэффициент

$$J_0(x_i) = 0; \beta_i = \frac{x_i^2 \kappa}{R_K^2}$$

При больших значениях t все члены ряда (V.11), кроме первого, можно отбросить и считать, как это сделал И. А. Чарный,

с учетом значений $x_1 = 2,405$, $J_1(2,405) = 0,519$, $x_1^2 J_1^2(2,405) = 2,405^2 \cdot 0,519^2 = 1,56$.

$$\beta = 2,405^2 \frac{\kappa}{R_K^2} = 5,784 \frac{\kappa}{R_K^2} \text{ и } \frac{2 \Delta p_{\text{заб}}}{\ln \frac{R_K}{r_c}} = \frac{q_0 \mu_n}{\pi k h},$$

$$p_0 - p(t) = \Delta p = \frac{q_0 \mu_n}{1,56 \pi k h} e^{-\beta t}, \quad (\text{V.12})$$

$$\text{но } \Delta p = -(p_0 - p_{\text{заб}}) + [p(t) - p_{\text{заб}}] = -\Delta p_{\text{заб}} + \Delta p(t),$$

где $p_{\text{заб}}$ — установившееся давление на забое скважины перед ее остановкой (рис. V.5); $\Delta p(t)$ — приращение давления на забое скважины после ее остановки.

Подставив в (V.12) значение Δp , после дифференцирования по времени t и последующего логарифмирования получим

$$\ln \frac{d[\Delta p(t)]}{dt} = \ln \frac{q_0 \mu_n \beta}{1,56 \pi k h} - \beta t. \quad (\text{V.13})$$

Формула (V.13) описывает уравнение прямой. Построив кривую восстановления давления в координатах $\ln d[\Delta p(t)]/dt$, t , найдем B_1 и β :

$$B_1 = \ln \frac{q_0 \mu_n \beta}{1,56 \pi k h}.$$

Затем определим параметры пласта kh/μ_n , κ/R_K^2 .

Выбор прямолинейного участка зависит от R_K и κ , поэтому точность определения гидропроводности ε значительно выше точности определения относительной пьезопроводности κ/R_K^2 .

Применение описанного метода связано с некоторыми затруднениями. В частности, для снятия кривой восстановления давления требуется продолжительная остановка скважины. Чтобы избежать этого, целесообразно пользоваться описанным методом при обработке данных, полученных на скважинах, в которых забойное давление восстанавливается чрезвычайно быстро.

Практика показала, что при обработке кривых восстановления давления методами, не учитывающими приток жидкости в скважину после ее остановки, получают значительные погрешности: проницаемость бывает занижена, а коэффициент совершенства скважины завышен. Кроме того, для правильной расшифровки кривых восстановления давления указанными методами исследования зависимость $\Delta p_{\text{заб}} = f(\ln t)$ определяют при больших значениях t .

Для определения параметров пласта по кривым восстановления забойного давления следует применять методы, в которых непосредственно учитывается объем жидкости, вытекающей из пласта в скважину после ее остановки. Эти методы (нами отнесенные ко второй группе) подразделяются на дифференциальные, при кото-

рых опытные данные обрабатываются графическим дифференцированием, и интегральные, когда обработка кривых восстановления давления сопровождается численным или графическим интегрированием. Сюда относятся: дифференциальный и интегральный методы И. А. Чарного и И. Д. Умрихина, дифференциальный метод Ю. П. Борисова, интегральный метод Г. И. Баренблатта, Ю. П. Борисова, С. Г. Каменецкого и А. П. Крылова, интегральный метод Г. И. Баренблатта и В. Л. Максимова по определению некоторых неоднородностей пласта, интегральный метод Э. Б. Чекалюка и др.

Интегральные методы определения параметров пласта по точности значительно превосходят дифференциальные.

Более подробно о методах исследования скважин при неустановившемся режиме фильтрации см. [3].

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО КРИВОЙ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В РЕАГИРУЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

Способы обработки кривых гидропрослушивания, подразделяемые на две группы, которые можно использовать при однофазном течении жидкости. К первой группе относятся способы, основанные на использовании отдельных характерных точек, выделяемых на кривой реагирования (точки перегиба, касания, пропорциональности, максимума), ко второй — способы, основанные на использовании всей физической кривой или ее участка. В первой группе точность результатов при определении параметров пласта зависит от точности выделения отдельных характерных точек. На опытных кривых трудно, а иногда невозможно выделить эти точки. Поэтому способы обработки кривых, основанные на определении этих точек, здесь не рассматриваются.

Более точен из существующих интегральный способ обработки кривых гидропрослушивания. Очевидно, изменение давления в однородном бесконечном пласте определяется по формуле¹

$$\Delta p(r, t) = \frac{\mu_{\text{н}}}{4\pi kh} \int_0^t q(t-\tau) \frac{1}{\tau} \exp\left(-\frac{R^2}{4\tau}\right) d\tau, \quad (\text{V.14})$$

где $\Delta p(r, t) = p_0 - p(r, t)$ — изменение давления в Па; $q(t-\tau)$ — дебит скважины, зависящий от $t-\tau$, в м³/с; $t-\tau$ — время распространения волны давления в с; t — время, отсчитываемое с момента пуска скважины, в с; τ — время, отсчитываемое с начала изменения давления в точке, в которой определяется давление, в с; R — расстояние от оси скважины до точки M , в которой определяется давление, в м.

¹ Формула (V.14) получается из (XI.12) при $r_c = 0$ (точечный сток), а следовательно, $J_0(x) = 1$.

При постоянном дебите скважины q_0 интегральное уравнение (V.14) примет вид

$$\Delta p(r, t) = \frac{q_0 \mu_n}{4\pi kh} \int_0^t \frac{1}{\tau} \exp\left(-\frac{R^2}{4\kappa\tau}\right) d\tau. \quad (\text{V.15})$$

После дифференцирования уравнения (V.15) по времени получим

$$\frac{\partial p(r, t)}{\partial t} = -\frac{q_0 \mu_n}{4\pi kh} \frac{1}{t} \exp\left(-\frac{R^2}{4\kappa t}\right).$$

Разделим обе части последнего равенства на t и проинтегрируем его:

$$\int_0^t \frac{1}{t} \frac{\partial p(r, t)}{\partial t} dt = \int_{p_0}^{p(r, t)} \frac{d[\Delta p(r, t)]}{t} = -\frac{q_0 \mu_n}{4\pi kh} \int_0^t \frac{1}{t^2} \exp\left(-\frac{R^2}{4\kappa t}\right) dt.$$

После введения переменной $u = R^2/4\kappa t$ [$du = -(R^2/4\kappa t^2)dt$] получим

$$\int_{p(r, t)}^{p_0} \frac{d[\Delta p(r, t)]}{t} = \frac{q_0 \mu_n \kappa}{\pi kh R^2} \int_{\frac{R^2}{4\kappa t}}^{\infty} e^{-u} du = \frac{q_0 \mu_n \kappa}{\pi kh R^2} e^{-\frac{R^2}{4\kappa t}}$$

Обозначим левую часть равенства функцией $\varphi(t)$, тогда после логарифмирования будем иметь:

$$\ln \varphi(t) = \ln \frac{q_0 \mu_n \kappa}{\pi kh R^2} - \frac{R^2}{4\kappa t}. \quad (\text{V.16})$$

Таким образом, перестраивая экспериментальную кривую, построенную по результатам в реагирующей скважине, в координатах $\ln \varphi$, $1/t$, получим прямую, по тангенсу угла наклона которой из формулы (V.16) определим пьезопроводность пласта

$$\kappa = \frac{R^2}{4 \operatorname{tg} \alpha_n},$$

а по отрезку, отсекаемому на оси ординат B_1 , гидропроводность

$$\varepsilon = \frac{q_0 \kappa}{\pi R^2 e^{B_1}},$$

где $\operatorname{tg} \alpha_n$ — угол наклона прямой.

§ 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

Единственным методом, применяемым для определения параметров пласта, разрабатываемого при пластовом давлении ниже давления насыщения, пока является метод установившихся отбо-

ров *. Если учитывать тенденцию к переходу на эксплуатацию залежей при давлениях ниже давления насыщения, то станет ясно значение разработки теории метода восстановления давления при притоке к скважинам газированной жидкости.

Для определения проницаемости пласта по данным исследования скважины при давлении ниже давления насыщения по прямолинейному участку индикаторной линии, построенной в координатах дебит — депрессия (в функциях H) **, находят коэффициент, пропорциональный коэффициенту продуктивности скважин при однофазном потоке:

$$\eta_z = \frac{q_{гж}}{\Delta H}, \quad (V.17)$$

где $q_{гж}$ — дебит скважины при установившемся движении газированной жидкости в м³/с; ΔH — разность функции С. А. Христиановича в Па.

§ 5. ТЕРМОМЕТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

По данным термометрических исследований скважин выделяют продуктивные горизонты, определяют границы кровли и подошвы пласта, находят интервалы поглощений жидкости. По эпюре распределения температур в стволе скважины определяют: глубину, на которой начинает выделяться парафин; места нарушения герметичности колонны труб; техническое состояние обсадной колонны; высоту подъема цементного кольца; наличие затрубной циркуляции вод.

Термометрия скважин — не только один из важнейших методов геофизических исследований, но и один из эффективных способов изучения гидродинамического состояния залежи и решения

* Методы определения параметров пласта по кривым восстановления давления при фильтрации газированной жидкости пока еще не разработаны. Это связано с большими математическими трудностями.

** При $p_k < p_{нас}$ коэффициент продуктивности зависит как от забойного, так и от пластового давления; индикаторные линии удобно и наглядно строить в координатах q , $p_{заб}$.

Если в процессе длительного исследования скважины пластовое давление изменилось, то замеренные значения дебитов жидкости должны быть приведены к одному пластовому давлению, взятому за основу по формуле

$$q_{пр} = q + \eta_z (p_{0\text{исх}} - p_0).$$

За исходное пластовое давление можно взять любое давление выше $p_{нас}$, но лучше исходить из наибольшего значения p_0 . Приведенный коэффициент продуктивности при этом будет равен

$$\eta_{пр} = \frac{q_{пр}}{p_{0\text{исх}} - p_{заб}},$$

где $q_{пр}$ — приведенный дебит жидкости; $p_{0\text{исх}}$ — исходное пластовое давление.

ряда технических вопросов при бурении и эксплуатации скважин. Этот метод исследования позволяет значительно сократить период освоения многопластовых месторождений (путем совместного испытания всего разреза), контролировать работу каждого горизонта в процессе разработки, выявлять пропластки, по которым прорывается вода или газ, обнаруживать подземные утечки газа и др.

Многочисленные исследования (практические и теоретические) свидетельствуют о возможности использования термометрии нефтяных и газовых скважин для определения параметров пласта.

Б. Б. Лапук показал, что процесс движения жидкости в пористой среде дроссельный и характеризуется постоянством теплоемкости. Теплоемкость вещества в пористой среде

$$di = C_p (dT - \varepsilon_g dp), \quad (V.18)$$

где i — теплоемкость в Дж/кг; C_p — теплоемкость при постоянном давлении в Дж/(кг·К); T — абсолютная температура в К; ε_g — коэффициент Джоуля — Томсона в Па⁻¹·К; p — давление в Па.

Коэффициент Джоуля — Томсона

$$\varepsilon_g = \frac{A_m}{C_p} \left[T \frac{dv}{dT} - v \right], \quad (V.19)$$

где A_m — механический эквивалент тепловой энергии в Дж/(кг·м); v — удельный объем в м³/Н; dv/dT — производная функции $v = F(T)$ при постоянном давлении.

Значение коэффициента Джоуля — Томсона может быть положительным и отрицательным в зависимости от того, какая величина больше $T (dv/dT)$ или v . Так, например, коэффициент Джоуля — Томсона изменяется для воды от $-0,15$ до $-0,25$ МПа⁻¹·К, для нефти — от $-0,4$ до $-0,6$ МПа⁻¹·К.

По кривым $v = F(T)$, построенным для различных жидкостей, можно найти dv/dT и v .

При постоянстве теплоемкости ($di = 0$) прирост температуры дросселирующего вещества

$$\Delta T = \varepsilon_g \Delta p_{заб}. \quad (V.20)$$

Здесь ΔT — изменение температуры в К; $\Delta p_{заб}$ — изменение давления в Па.

С помощью зависимости (V.20) можно определить изменение температуры дросселирующего вещества при условии полного отсутствия теплообмена между этим веществом и породой. Однако в реальных условиях вследствие большой поверхности контакта происходит интенсивный теплообмен между дросселирующим веществом и породой пласта. Большое значение теплоемкости скелета пласта способствует торможению изменения температуры; температура изменяется медленно и только после

продолжительного времени она приближается к значениям, определяемым формулой (V.20).

При сопоставлении кривых восстановления температуры с кривыми восстановления давления, снятых одновременно для одних и тех же скважин, можно определить параметры пласта. С этой целью подставив в зависимость (V.20) вместо перепада давления $\Delta p_{заб}$ его значение, получим

$$\Delta T = T_{пл} - T_{заб} = \frac{q_0 \mu_n \varepsilon g}{4\pi k h} \ln \frac{2.25 \mu t}{r_c^2}$$

Из последнего равенства с помощью кривой восстановления температуры определим гидропроводность пласта

$$\frac{k h}{\mu_n} = \frac{\varepsilon g q_0}{4\pi \operatorname{tg} \alpha_n}, \quad \operatorname{tg} \alpha_n = \frac{T_{заб 2} - T_{заб 1}}{\ln t_2 - \ln t_1},$$

а затем и пьезопроводность (относительную)

$$\frac{z}{r_c^2} = \frac{1}{2.25} \exp \left(\frac{A}{\operatorname{tg} \alpha_n} \right), \quad (V.21)$$

где A — отрезок, отсекаемый на оси ординат прямой, касательной к кривой восстановления температуры.

Термометрирование позволяет определять параметры пласта не только при водонапорном режиме, как это было показано, но и при режиме растворенного газа. Правда, метод определения этих параметров достаточно сложный.

В процессе температурных исследований на многих газовых и нефтяных месторождениях Советского Союза было выявлено, что при притоке газовой или совместно газовой и жидкой фаз в определенных условиях отмечается понижение, а в случае фильтрации жидкости некоторое увеличение температуры в призабойной зоне. Однако при фильтрации газов в призабойной зоне глубокозалегающих пластов в зависимости от пластовых температуры и давления, а также от депрессии на пласт газ может или нагреваться или охлаждаться. Абсолютное значение изменения температуры может быть относительно велико.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТЫХ И ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ

§ 1. ПОРИСТОСТЬ И ПРОНИЦАЕМОСТЬ ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

Существует особый тип залежей, в которых промышленные запасы нефти содержатся в трещиновато-пористой среде. Литологически эта среда представлена различными породами и имеет сложную систему порового пространства. По происхождению поровое пространство или пористость подразделяется на два вида: **первичная** (гранулярная, межзернистая) и **вторичная** (трещинная). Первичная пористость, характеризующая емкость породы коллектора, обусловлена наличием пор между зернами породы, вторичная — тектоническим (реже диагенетическим) воздействием на горную породу, в результате которого образовались трещины. Трещины могут быть открытые (сообщающиеся между собой) и закрытые. Первые принято характеризовать коэффициентом трещиноватости (пустотности) — отношением суммарного объема открытых трещин к объему всей породы.

По степени раскрытости следует различать макро- и микротрещины. Макротрещины можно наблюдать невооруженным глазом, а микротрещины — в шлифах под микроскопом. Микротрещины с раскрытостью от 0,1 до 0,01 мм обеспечивают промышленные притоки нефти и газа к забоям скважин.

Трещинная пористость, обычно не превышающая 0,1—1%, всегда меньше гранулярной.

Проницаемость трещиноватой породы, как и ее пористость, подразделяется на трещинную и гранулярную. Трещинная проницаемость обусловлена наличием в породе трещин, гранулярная — только наличием пустот и каналов между зернами породы. Гранулярная проницаемость редко превышает 10^{-4} мкм², в то время как трещинная достигает 1,5—4 мкм² и более.

Гидродинамические условия движения жидкости и газа по трещинам зависят от структуры пласта; сложность структуры побуждает при расчетах прибегать к различным схемам — моделям пласта. На рис. VI.1 показаны некоторые из них; все они лишь приближенно отображают действительные условия фильтрации жидкости. Различные гипотезы о структуре пласта при теоретических исследованиях фильтрации жидкости приводят к различным выводам. Так, например, при равномерно распределенной сети трещин можно получить систему, эквивалентную однородному песчанику. Этого нельзя сказать в случае неоднородного трещиновато-пористого пласта, схема которого более сложная

и часто даже в процессе разработки залежи трудно распознаваемая.

В целях удобства и более глубокого изучения трещиноватые коллекторы делят на два типа: трещиноватые и трещиновато-пористые. В трещиноватых коллекторах поры пласта заполнены не извлекаемой (неподвижной) водой или нефтью в процессе разработки, в трещиновато-пористых коллекторах нефть фильтруется из пор в трещины.

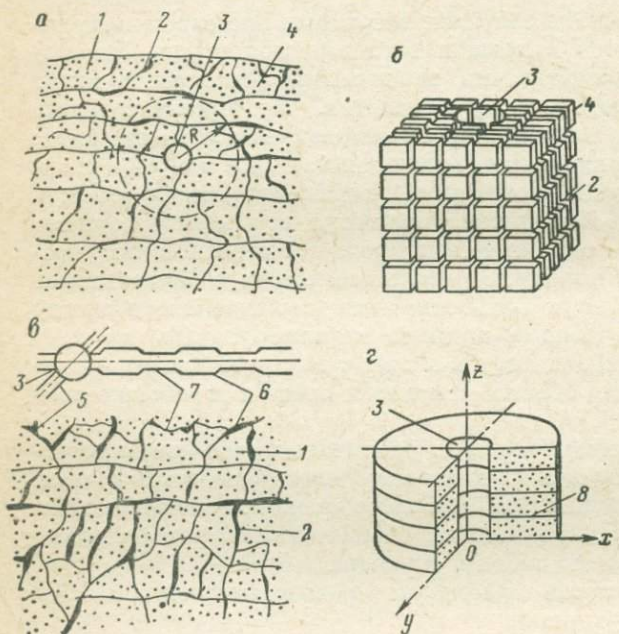


Рис. VI.1. Модели трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов.

a — по М. Маскету и Г. И. Баренблатту; *б* — по А. М. Нечаю и Д. Н. Воррену; *в* — по Э. В. Чекалюку и В. Н. Майдебору; *г* — по В. Д. Бейкеру и Ф. И. Котяхову. 1 — пористая среда; 2 — трещина в пласте; 3 — скважина; 4 — отдельный блок (матрица); 5 — трещина, вскрытая скважиной; 6 — расширение трещины; 7 — сужение трещины; 8 — горизонтальная трещина

Метод шлифов

Для определения пористости и проницаемости трещиноватых пород часто используется метод шлифов, разработанный ВНИГРИ. Сущность его заключается в применении известных формул П. Дж. Джонса и Ф. И. Котяхова, преобразованных Е. С. Роммом для случая исследования трещинной проницаемости в шлифах под микроскопом:

$$k_{\tau} = \frac{d^3 l_{\tau}}{12 f_{\text{ш}}}, \quad (\text{VI.1})$$

$$m_{\tau} = \frac{d l_{\tau}}{f_{\text{ш}}}, \quad (\text{VI.2})$$

где k_{τ} — трещинная проницаемость в м^2 ; m_{τ} — трещинная пористость в долях единицы; l_{τ} — длина микротрещин в шлифе в м ;

$f_{ш}$ — площадь шлифа в m^2 ; d — раскрытость микротрещин, измеренная в шлифе, в м.

Зная длину микротрещин и площадь шлифа, можно определить густоту трещин (число трещин, приходящихся на 1 м):

$$\frac{1}{L_T} = \frac{l_T}{2f_{ш}} \quad (VI.3)$$

где L_T — расстояние между трещинами в прямоугольной равно-сторонней сетке.

Так как метод шлифов статистический, то, естественно, для получения параметров, близких к действительным, необходимо исследовать возможно максимальное число образцов. Иначе говоря, определение трещинной проницаемости и коэффициента трещиноватости по шлифам чрезвычайно трудоемко; для нахождения средней проницаемости нефтяного пласта в целом обрабатывают не одну тысячу шлифов. При этом нет уверенности в том, что в шлифах представлены лишь те трещины, которые были ранее в пласте. К тому же сам процесс их изготовления сложен. С целью облегчения подсчетов целесообразно вместо методики ВНИГРИ использовать методику Е. П. Подушинского, который предлагает густоту трещин измерять числом пересечений трещин некоторой произвольно ориентированной прямой линией, проведенной в плоскости шлифа, с последующим делением получившегося результата на длину этой линии (а не на площадь шлифа). Подобный переход от площадных измерений к линейным вполне оправдан и целесообразен. При использовании его значительно уменьшается трудоемкость операций.

Плотность трещин, подсчитанная по данным одного шлифа,

$$T_l = \frac{\pi^2}{4k_l A_c} \sum_{i=1}^{k_l} n_i \quad (VI.4)$$

Для удобства подсчета длина отрезка A_c выбирается постоянной при всех измерениях.

Средняя плотность трещин по N шлифам

$$T_l = \frac{\pi^2}{4A_c N} \sum_{l=1}^n \frac{1}{k_l} \sum_{i=1}^{k_l} n_i \quad (VI.5)$$

Следует отметить, что результаты исследования Е. П. Подушинского позволяют также усовершенствовать процессы получения данных для вычисления пористости и проницаемости трещиноватой среды.

Так, средняя пористость

$$m_T = \frac{\pi}{2A_c N} \sum_{l=1}^n \frac{b_l}{k_l} \sum_{i=1}^{k_l} n_i \quad (VI.6)$$

тогда как проницаемость

$$k_{\tau} = \frac{\pi C}{2A_c N} \sum_{l=1}^n \frac{b_l^3}{k_l} \sum_{i=1}^{k_l} n_i. \quad (\text{VI.7})$$

В формулах (VI.4)—(VI.7) приняты следующие обозначения: T_l — плотность трещин, подсчитанная по данным одного шлифа номера l ; k_l — число прямолинейных отрезков, проведенных на плоскости шлифа номера l ; A_c — стандартная длина прямолинейного отрезка; n_i — число пересечений отрезка номера i в шлифе номера l ; b_l — раскрытие трещин в шлифе номера l ; n — число исследуемых шлифов; C — численный коэффициент, зависящий от геометрии трещин.

Методы промысловой геофизики

Достоверные сведения о физических и коллекторских свойствах трещиноватых горных пород получают с помощью методов промысловой геофизики, которые позволяют изучать породы в естественном залегании на любой глубине.

Геофизическими методами исследуется гораздо больший объем залежи (практически по всем скважинам) и при высокой точности результатов. Однако методика выделения и изучения трещиноватых коллекторов нефти и газа методами промысловой геофизики еще недостаточно разработана.

Считая, что порода с открытыми трещинами в первом приближении изотропная и представлена в виде системы кубов конечного сопротивления, расположенных один под другим, и что промежутки между ними (трещины) заполнены водой (см. рис. VI.1, б), вторичную пористость (по предложению А. М. Нечая) можно определить по формуле

$$\frac{1}{\rho_{\text{вс}}} = \frac{2}{3} \frac{m_{\tau}}{\rho_{\text{ув}}} + \frac{3-2m_{\tau}}{\rho_{\text{ук}}(3-m_{\tau})}, \quad (\text{VI.8})$$

где $\rho_{\text{вс}}$ — удельное сопротивление всей породы в целом в Ом·м; $\rho_{\text{ув}}$ — удельное сопротивление пластовой воды в Ом·м; $\rho_{\text{ук}}$ — удельное сопротивление кубов, слагающих породу, в Ом·м.

Применительно к породе с трещинами, заполненными нефтью,

$$\frac{1}{\rho_{\text{ун}}} = \frac{2}{3} \frac{m_{\tau}}{\rho_{\text{ср}}} + \frac{3-2m_{\tau}}{\rho_{\text{ук}}(3-m_{\tau})}, \quad (\text{VI.9})$$

где $\rho_{\text{ун}}$ — удельное сопротивление породы с трещинами, насыщенными нефтью, в Ом·м; $\rho_{\text{ср}}$ — среднее удельное сопротивление содержащего трещин (нефти и связанной воды) в Ом·м.

Применение описанного метода для количественной оценки вторичной пористости трещиноватых пород основано на предполо-

жении, что пласт изотропный трещиноватый неглинистый или слабоглинистый, а жидкость движется только по трещинам.

При изучении характеристики карбонатных коллекторов наиболее эффективен метод «двух растворов», предложенный А. М. Нечаем. Сущность его состоит в двукратном проведении исследования в скважине методом БК или БКЗ (первым предпочтительнее) при заполнении ствола буровыми растворами различного удельного сопротивления.

Предполагается, что в первом случае данные измерений будут характеризовать удельное сопротивление ρ'_Δ породы, трещины которой на достаточно большую глубину (равную или превышающую радиус исследования зонда БК) заполнены раствором с удельным сопротивлением ρ_1 , т. е. раствором, применяемым для промывки забоя в процессе бурения. Во втором — удельное сопротивление ρ''_Δ породы, трещины которой заполнены новым раствором с удельным сопротивлением ρ_2 .

Сопоставление диаграмм БК, полученных в первом и втором случаях, позволяет выделить трещиноватые (проницаемые) участки разреза скважины и определить их эффективную мощность.

Для определения пористости трещиноватой среды можно воспользоваться приближенной зависимостью

$$m_T \approx \frac{1,5B\rho_1\rho_2(\rho'_\Delta - \rho''_\Delta)}{\rho'_\Delta\rho''_\Delta(\rho_1 - \rho_2)}, \quad (\text{VI.10})$$

где $B = (1 - m_k)/(1 + 2m_k)$; ρ_1 и ρ_2 — удельные сопротивления фильтратов, заполняющих трещины при первом и повторном замерах; определяются по данным замеров резистивиметром непосредственно в скважине или по замерам проб раствора, в Ом·м; ρ'_Δ и ρ''_Δ — удельные сопротивления породы при насыщении трещин фильтратами ρ_1 и ρ_2 в Ом·м; m_k — кавернозная пористость.

Удельное сопротивление матрицы породы рассчитывается по формуле

$$\rho_{\text{п}} = \frac{\rho'_\Delta\rho''_\Delta(\rho_1 - \rho_2)}{B(\rho''_\Delta\rho_1 - \rho'_\Delta\rho_2)}. \quad (\text{VI.11})$$

Учитывая, что m_k в разрезах скважин чаще всего не более нескольких процентов (3—8%), значение B можно принять равным единице.

Гидродинамические методы

Ф. И. Котяхов предполагал, что пласт рассечен параллельными трещинами (см. рис. VI.1, з). При этом условии путем совместного решения уравнений для определения скорости фильтрации по формулам Буссинеска и Дарси (для несжимаемой жидкости при установившемся режиме ее течения) получены основные зави-

симости. В частности, из определения трещинной проницаемости следует

$$k_T = \frac{\mu_{ж} q_{ж}}{F_{п} \frac{\partial p_T}{\partial x}}, \quad (VI.12)$$

где k_T — коэффициент трещинной проницаемости в м²; $\mu_{ж}$ — динамическая вязкость жидкости в Па·с; $q_{ж}$ — расход жидкости в м³/с; $F_{п}$ — площадь фильтрации породы в м²; p_T — давление в трещине в Па.

Учитывая, что по Буссинеску в случае течения жидкости в узкой щели

$$q_{ж} = \frac{a_T T_0^3}{12 \mu_{ж}} \frac{\partial p_T}{\partial x},$$

а также, что коэффициент трещиноватости пласта

$$m_T = \frac{a_T T_0}{F_{п}} = [T_0 S_{гт}], \quad (VI.13)$$

формулу (VI.12) можно переписать в виде ¹:

$$k_T = \frac{T_0^2 m_T}{12}, \quad (VI.14)$$

Здесь a_T — протяженность (ширина) трещины в м; T_0 — раскрытость (высота) трещины в м; $S_{гт}$ — коэффициент густоты трещин, равный отношению суммарной протяженности (ширины) трещин a_T к площади фильтрации $F_{п}$, $S_{гт} = a_T / F_{п}$.

Значение $S_{гт}$ можно получить как средневзвешенное по всему разрезу пласта

$$S_{гт} = \frac{\sum_{i=1}^{n_c} S_i h_i}{\sum_{i=1}^{n_c} n_c}, \quad (VI.15)$$

где h_i — i -ый интервал глубинного фотографирования; S_i — коэффициент густоты трещиноватого интервала глубинного фотографирования; n_c — число глубинных снимков.

При радиальном потоке жидкости в скважину дебит

$$q_{ж} = \frac{2\pi k_T h (p_0 - p_{заб})}{\mu_{ж} b_{п} (p_0) \ln \frac{R_{к}}{r_c}}$$

¹ П р и м е ч а н и е. Не следует путать проницаемость трещиноватой среды с проницаемостью трещины, измеряемой расходом жидкости, фильтрующейся через единицу поперечного сечения трещины, при определенном градиенте давления $k_T = \mu_{ж} q_{ж} / [a_T T_0 (dp_T/dx)]$ или $k_T = T_0^2/12$.

где $b_n(p_0)$ — объемный коэффициент нефти; остальные обозначения известны.

Учитывая, что коэффициент продуктивности $\eta_T = q_{ж}/\Delta p_{заб}$, получим коэффициент проницаемости

$$k_T = 0,366 \eta_T b_n(p_0) \frac{\mu_{ж}}{h} \lg \frac{R_k}{r_c}. \quad (VI.16)$$

Но из (VI.14) и (VI.13) имеем

$$k_T = \frac{m_T^3}{12S_{гТ}^2},$$

откуда

$$m_T = \sqrt{12k_T S_{гТ}^2} = 1,64 \sqrt{\eta_T b_n(p_0) S_{гТ}^2 \frac{\mu_{ж}}{h} \lg \frac{R_k}{r_c}}. \quad (VI.17)$$

Здесь подразумевается, что трещины имеют прямоугольную форму.

Можно рассматривать произведение $a_T T^3$ как сумму

$$a_T T_0^3 = \sum_{i=1}^{n_T} a_{Ti} T_{0i}^3,$$

где a_{Ti} — ширина i -ой трещины; T_{0i} — высота i -ой трещины; n_T — число трещин.

Описанный метод приближенной оценки трещиноватости пород можно использовать в случае развития лишь одной системы горизонтальных трещин. Однако, как известно, в горных породах обычно преобладает вертикальная трещиноватость с различной густотой трещин. В этом случае существенное значение приобретает фотографирование поверхности фильтрации части пласта (стенок скважины). Статистическая обработка фотоснимков позволяет выделить пласты-коллекторы в карбонатном разрезе и получить в первом приближении количественную характеристику параметров пласта. Однако фотографирование стенок скважин в интервале продуктивного пласта не всегда возможно из-за высокого давления на устье скважины и перекрытости пласта эксплуатационной колонной. Кроме того, ввиду загрязненности забоя затруднительно вести фотографирование. Для фотографирования ствол скважины должен быть сухим и чистым или заполненным прозрачной водой.

Подобного рода осложнения можно обнаружить, а затем и устранить, если ствол скважины фотографировать одновременно при визуальном наблюдении с помощью телевизионной системы и киносъемки. При этих условиях имеется возможность многократно пронаблюдать весь процесс съемки в спокойной лабораторной обстановке и сделать безошибочное заключение по полученной информации.

При передаче изображения на поверхность представляется возможность выборочно фотографировать ствол скважины и, сле-

довательно, существенно уменьшить число снимков, материала, времени.

Непостоянство раскрытости и микротрещиноватости фотоаппаратом не улавливается. Во избежание этого следует предварительно обработать забой скважины радиоактивными изотопами с последующим фотографированием, но уже не при светоизлучении, а при радиоактивном излучении. Проще говоря, описанная методика определения параметров пласта позволяет практически определять емкость трещин в пределах всего радиуса дренирования скважин.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДОМ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

Преимущество метода материального баланса — использование исходных данных, полученных в целом по всему пласту, в связи с чем устраняются трудности, связанные с его неоднородным строением. Для успешного применения метода необходимо знать:

- 1) тип коллектора;
- 2) упругие характеристики породы и насыщающих ее жидкостей;
- 3) режим разработки залежи;
- 4) изменения во времени пластового давления с увеличением накопленной добычи.

Считая, что нефть находится в основном только в трещинах¹, вода и нефть, заключенные в скелете известняка, упругие, а давление превышает давления насыщения, можно записать

$$\Delta V_{\text{СК}} + \Delta V_{\text{В}} + \Delta V_{\text{Н}} + \Delta V_{\text{ТР}} + \Delta V_{\text{ТС}} = \Delta W, \quad (\text{VI.18})$$

т. е. изменение объема скелета (пористой среды) $V_{\text{СК}}$, воды $V_{\text{В}}$ нефти $V_{\text{Н}}$, трещин в местах их расширения $V_{\text{ТР}}$ и сужения $V_{\text{ТС}}$, заключенных в этом скелете, равно изменению объема жидкости в нем.

Учитывая, что $\Delta V_{\text{СК}} = \beta_{\text{з}} [1 - (m_{\text{В}} + m_{\text{Н}})] \Delta \bar{p} V_{\text{з}}$, $\Delta V_{\text{В}} = \beta_{\text{В}} m_{\text{В}} \Delta \bar{p} V_{\text{з}}$, $\Delta V_{\text{Н}} = \beta_{\text{Н}} m_{\text{Н}} \Delta \bar{p} V_{\text{з}}$, $\Delta V_{\text{ТР}} = \beta_{\text{ТР}} m_{\text{ТР}} \Delta \bar{p} V_{\text{з}}$, $\Delta V_{\text{ТС}} = \beta_{\text{ТС}} \Delta \bar{p} V_{\text{з}}$ и $\Delta W = W_{\text{Ж}} - W_{\text{ВТ}}$, после подстановки этих значений в (VI.18) и вынесения общего множителя $\Delta \bar{p} V_{\text{з}}$, получим

$$\begin{aligned} & (\beta_{\text{з}} [1 - (m_{\text{В}} + m_{\text{Н}})] + \beta_{\text{В}} m_{\text{В}} + \beta_{\text{Н}} m_{\text{Н}} + \beta_{\text{ТР}} m_{\text{ТР}} + \\ & + \beta_{\text{ТС}} m_{\text{ТС}}) \Delta \bar{p} V_{\text{з}} = W_{\text{Ж}} - W_{\text{ВТ}}, \end{aligned} \quad (\text{VI.19})$$

где $V_{\text{з}}$ — объем породы продуктивной части залежи в м³; $\Delta \bar{p}$ — средневзвешенное по объему значение падения пластового давления в объеме $V_{\text{з}}$ в Па; $m_{\text{Н}}$, $m_{\text{В}}$ — коэффициенты нефте- и водонасы-

¹ Примером такой залежи являются месторождения Карабулак — Ачалуки, Хаян — Корт и другие (ЧИАССР).

ценности залежи; $m_{тс}$ — коэффициент трещиноватости в местах сужений трещин; $m_{тр}$ — коэффициент трещиноватости в местах расширения трещин; β_3 — коэффициент объемной упругости зерен породы (известняка) в Па⁻¹; $\beta_в$, $\beta_н$ — коэффициенты объемной упругости воды и нефти в Па⁻¹; $\beta_{тс}$, $\beta_{тр}$ — коэффициенты объемного уменьшения трещин в местах их сужений и расширений в Па⁻¹; $W_ж$ — объем добытой жидкости в пластовых условиях в м³; $W_{вт}$ — объем воды, вторгшейся в продуктивную часть залежи, в м³.

Предположим, что $\beta_{тс} = \beta_п$, где $\beta_п$ — коэффициент сжимаемости пор матрицы за счет деформации зерен породы.

Для удобства обозначим $W_{жр}/W_{жс} = \lambda_ж$, тогда

$$\frac{W_{жр}}{W_{жр} + W_{жс}} = \frac{\lambda_ж}{\lambda_ж + 1}, \quad m_{тр} = \frac{\lambda_ж}{\lambda_ж + 1} m_н,$$

$$m_{тс} = \frac{m_н}{\lambda_ж + 1} \quad \text{и} \quad \beta_{тр} = \frac{\beta_п}{\lambda_ж}.$$

где $W_{жр}$ и $W_{жс}$ — количество жидкости, заключенной в расширениях и сужениях трещин.

Подставим полученные значения в уравнение (VI.19), после чего

$$\left\{ \beta_3 [1 - (m_в + m_н)] + \beta_в m_в + \beta_н m_н + \frac{2\beta_п m_н}{\lambda_ж + 1} \right\} \Delta \bar{p} V_3 = W_ж - W_{вт}.$$

Из последнего равенства следует

$$m_н = \frac{(W_ж - W_{вт}) / (\Delta \bar{p} V_3) - \beta_3 + (\beta_3 - \beta_в) m_в}{(\beta_н - \beta_3) + 2\beta_п / (\lambda_ж + 1)}. \quad (\text{VI.20})$$

Значения $m_в$ и β_3 определяются по данным анализа кернов; $\beta_в$ и $\beta_н$ — по данным анализа глубинных проб воды и нефти; V_3 — на основании геологических данных залежи; $\Delta \bar{p}$, $W_ж$ и $W_{вт}$ — по данным исследований в период опытной эксплуатации залежи. Значение $W_{вт}$ равно нулю, если давление не падает в приконтурной зоне (начальный период разработки) или если залежь замкнута.

Большие затруднения возникают при определении $\lambda_ж$. Этой величиной приходится задаваться, исходя из особенностей месторождения.

По описанному способу можно определить объем трещинного пространства.

Трещиноватость пласта можно изучить и другими способами. Так, одной из фирм сконструирован акустический прибор «искатель трещин», предназначенный для определения естественных трещин в нефтяных пластах, пройденных скважиной. С помощью его получают условное изображение в виде кривой на ленте с отметкой положения всех открытых трещин в пределах зоны перфорации, а также положения вертикальных и горизонтальных трещин с указанием степени трещиноватости.

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА УПРУГОЕМКОСТИ

Коэффициент упругоёмкости, который обусловлен режимом пласта, можно определить следующим образом.

Уравнение истощения залежи при замкнуто-упругом режиме дренирования [4]

$$Q_0 [b_n(p) - b_n(p_0) (1 - \beta_{нт} \Delta p)] = \sum Q_n b_n(p),$$

где Q_0 — начальные запасы нефти в залежи в поверхностных условиях в m^3 ; $b_n(p)$ — объемный коэффициент нефти при текущем пластовом давлении; $\beta_{нт}$ — коэффициент объемной деформации нефтенасыщенного объема залежи в Pa^{-1} ; $\sum Q_n$ — количество добытой нефти в поверхностных условиях в m^3 .

После деления предыдущего уравнения на $V_0 \Delta \bar{p}$ получим коэффициент упругоёмкости для залежи с трещиноватым коллектором:

$$\beta_T^* = \frac{Q_0 [b_n(p) - b_n(p_0)]}{V_0 \Delta \bar{p}} + \frac{Q_0 b_n(p_0)}{V_0} \beta_{нт}.$$

Коэффициент упругоёмкости (при небольших снижениях пластового давления) можно определить из зависимости

$$\beta_T^* = m_n \beta_n + m_b (\beta_b - \beta_3) + (1 - m_n) \beta_3 + m_{тр} \beta_{тр} + m_{тс} \beta_{тс}.$$

Учитывая сделанные в § 2 данной главы допущения и соответствующие преобразования, получим

$$\beta_T^* = m_n \left(\beta_n + \frac{2\beta_{п}}{\lambda_{ж} + 1} \right) + m_b (\beta_b - \beta_3) + (1 - m_n) \beta_3. \quad (VI.21)$$

Исходя из качественных представлений о механизме дренирования комплексной трещиновато-пористой среды, получим коэффициент упругоёмкости

$$\begin{aligned} \beta_T^* = & (1 - v_k) \{ \beta_3 [1 - (m_{п} + m_{т})] + \beta_n m_{нп} + \beta_b [(m_{п} + m_{вт}) - m_{нп}] + \\ & + (\beta_{нт} + \beta_n) m_{нт} \} + v_k \{ \beta_{сп} + \beta_b [(m_{п} + m_{вт}) - m_{нп}] + \beta_n m_{нп} + (\beta_{нт} + \beta_n) m_{нт} \}, \end{aligned} \quad (VI.22)$$

где v_k — коэффициент, определяющий степень дренирования матрицы при понижении давления в системе трещин; $m_{п}$, $m_{т}$ — коэффициенты пористости и трещиноватости; $m_{нп}$, $m_{нт}$ — коэффициенты нефтенасыщения породы (матрицы) и трещин; $m_{вт}$ — коэффициент водонасыщенности трещин; $\beta_{нт}$, $\beta_{сп}$ — коэффициенты сжимаемости трещиноватой и пористой сред.

При $v_k = 0$ и $v_k = 1$ получим два крайних случая, которые могут быть при дренировании трещиновато-пористого коллектора с неподвижной и подвижной жидкостью в порах и трещинах.

Коэффициент упругости β_T^* можно определить по данным о скорости распространения в породе упругих волн:

$$v_p = \sqrt{2,94 \frac{1 - \nu_p}{\beta_0 \rho_p (1 + \nu_p)}} \quad (VI.23)$$

где $1/\beta_0 = 1/\beta_{ск} + 1/\beta_{ж}$ — модуль всестороннего сжатия породы в Па; $\beta_{ск} = \beta_p m_p + (1 - m_p) \beta_3$ — коэффициент объемной упругости скелета горной породы в Па⁻¹; $\beta_{ж}$ — коэффициент объемной упругости жидкости в Па⁻¹.

С учетом уравнения (VI.23) получим:

$$\beta_T^* = m_p (\beta_p + \beta_{ж}) = \frac{1}{0,34 \frac{1 + \nu_p}{1 - \nu_p} [\rho_{ТВ} - (\rho_{ТВ} - \rho_{ж}) m_p] v_p^2 - \frac{1}{\beta_{ж}} - (1 - m_p) \beta_3 + m_p \beta_{ж}} \quad (VI.24)$$

§ 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ВТОРГАЮЩЕЙСЯ В ЗАЛЕЖЬ ВОДЫ ПРИ УПРУГО-ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Количество вторгающейся в залежь воды при снижении давления от $P_{(i-1)}$ до P_i

$$W_{BT i} = \left(\sum Q_{ni} - \sum Q_{n(i-1)} \right) b_n(p_i) - V_3 (p_i - p_{(i-1)}) \beta_{T i}^* \quad (VI.25)$$

где $\sum Q_{ni}$, $\sum Q_{n(i-1)}$ — суммарные количества добытой нефти (в объемных единицах в поверхностных условиях) к моменту снижения давления соответственно до p_i и $p_{(i-1)}$; $b_n(p_i)$ — объемный коэффициент нефти, соответствующий давлению p_i ; V_3 — общий объем залежи (объем породы и заключенных в ней жидкостей); $\beta_{T i}^*$ — коэффициент упругоэластичности залежи при давлении $p_{(i-1)}$.

Коэффициент упругоэластичности залежи

$$\beta_{ТВ}^* = \frac{V_3 \beta_{ТН}^* i - V_{зв(i-1)} (\beta_{ТН}^* - \beta_{ТВ}^*)}{V_{зв(i-1)}} \quad (VI.26)$$

где $V_{зв(i-1)}$ — заводненный объем залежи; $\beta_{ТН}^*$, $\beta_{ТВ}^*$ — коэффициенты упругоэластичности нефтяной и заводненной зоны залежи.

Заводненный объем залежи

$$V_{зв(i-1)} = \frac{W_{BT(i-1)}}{m_{НТО} (1 - \beta_{НТ i} \Delta p_{(i-1)}) s_{НО}} \quad (VI.27)$$

где $W_{BT(i-1)}$ — суммарное количество вторгшейся воды к моменту снижения давления до $p_{(i-1)}$; $m_{НТО}$ — начальное значение коэффициента пористости (или вторичной пористости); $\Delta p_{(i-1)}$ — снижение пластового давления; $\beta_{НТ i}$ — коэффициент деформации объема залежи, занятого нефтью; $s_{НО} = s_{фр} k_{ок}$ — коэффициент нефтеотдачи в заводненной зоне; $s_{фр}$, $k_{ок}$ — коэффициенты фрон-

тального вытеснения и охвата заводненной зоны залежи при вытеснении нефти водой.

Допуская постоянство коэффициентов упругоэластичности нефтяной и заводненной зон, можно считать

$$\beta_{нт i} = \frac{\beta_{ТВ}^* (i-1)}{m_{нто}} - \beta_{н i}, \quad (VI.28)$$

где $\beta_{н i}$ — коэффициент сжимаемости нефти.

Учитывая выражения (VI.26)–(VI.28), формула (VI.25) для определения количества вторгшейся в залежь воды запишется

$$W_{вт i} = \left(\sum Q_{н i} - \sum Q_{н (i-1)} \right) b_{н} (p_i) - V_3 \beta_{тн}^* (p_i - p_{(i-1)}) + \\ + \frac{\sum Q_{нт (i-1)} (\beta_{тн}^* - \beta_{ТВ}^*) (p_i - p_{(i-1)})}{m_{нто} \left[1 - \left(\frac{\beta_{ТВ}^*}{m_{нто}} - \beta_{н (i-1)} \right) \Delta p_{(i-1)} \right] s_{но}}. \quad (VI.29)$$

Коэффициенты упругоэластичности нефтяной и заводненной зон:

$$\beta_{тн}^* = m_{т} \beta_{н} + m_{п} (\beta_{в} - \beta_{з}) + (1 - m_{т}) \beta_{з},$$

$$\beta_{ТВ}^* = (1 - s_{но}) m_{т} \beta_{н} + (m_{т} + s_{но}) (\beta_{в} - \beta_{з}) - (1 - m_{т}) \beta_{з}.$$

§ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТЫХ И ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Основные параметры, характеризующие процесс фильтрации в трещиноватой среде, наряду с гидропроводностью пласта и коэффициентом пьезопроводности — характерное время запаздывания; параметр, характеризующий инерционное сопротивление, и коэффициент анизотропии. Эти параметры определяют по данным исследования как при установившемся, так и не установившемся режимах работы скважин. Для установившегося режима по индикаторным линиям определяют коэффициент гидропроводности, его изменения и параметр, характеризующий дополнительные инерционные сопротивления.

Рассмотрим способ обработки индикаторных линий, если искривление ее вызвано изменением давления и закон Дарси выполняется.

Примем зависимости параметров от давления экспоненциальными:

$$k_i = k_{0i} \exp [-a_{ki} (p_0 - p_i)],$$

$$\rho_i = \rho_{0i} \exp [-a_{\rho} (p_0 - p_i)], \quad \mu_i = \mu_{0i} \exp [-a_{\mu} (p_0 - p_i)],$$

$$i = 1, 2,$$

где индекс 1 относится к системе трещин, а индекс 2 — к системе пористых блоков. Тогда формула притока жидкости к скважине,

вскрывшей трещиновато-пористый пласт, будет иметь вид:

$$q = q_1 + q_2 = \frac{2\pi k_{10} h \rho_0}{\mu_{0ж}} \frac{1 - \exp[-\alpha_1 (p_0 - p_{заб})]}{\alpha_1 \ln \frac{R_K}{r_c}} + \frac{2\pi k_{20} h \rho_0}{\mu_{0ж}} \frac{1 - \exp[-\alpha_2 (p_0 - p_{заб})]}{\alpha_2 \ln \frac{R_K}{r_c}}, \quad (VI.30)$$

где k_{10} , k_{20} , ρ_0 , $\mu_{0ж}$ — значения параметров при давлении, равном давлению на контуре R_K ; $\alpha_1 = \alpha_p = \alpha_{k1} + \alpha_p - \alpha_\mu$; $\alpha_2 = \alpha_{k2} + \alpha_p - \alpha_\mu$.

Если учесть, что проницаемость системы пористых блоков на много меньше проницаемости системы трещин, то

$$q = \frac{2\pi k_{10} \rho_0 h}{\mu_{0ж} \ln \frac{R_K}{r_c}} \frac{1 - \exp(-\alpha_p \Delta p)}{\alpha_p}, \quad (VI.34)$$

$$\Delta p = p_0 - p_{заб}.$$

Для определения коэффициента гидропроводности ε и коэффициента изменения гидропроводности α_p можно воспользоваться графоаналитическим или аналитическим способом.

При нарушении закона Дарси необходимо установить причину этого нарушения.

На практике трудно установить, какой из факторов — инерционные сопротивления или деформация коллектора, — существенно влияют на форму индикаторной линии. При отборе жидкости как нелинейность закона сопротивления, так и значительные деформации трещин приводят к искривлению индикаторной линии, к оси перепадов давления. В процессе нагнетания жидкости оба фактора действуют в противоположных направлениях. Поэтому, если при исследовании на режиме нагнетания индикаторная линия вогнута к оси дебитов, то можно предположить, что преобладают инерционные сопротивления. Если же знаки кривизны различны при отборе и нагнетании, то преимущественное влияние оказывает деформация среды (рис. VI.2).

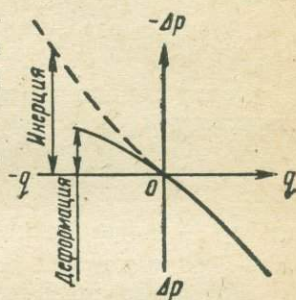


Рис. VI.2. Индикаторные линии, полученные в эксплуатационной и нагнетательной скважинах

§ 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЗМЕРОВ ПОРИСТЫХ БЛОКОВ

По размеру и объему пористых блоков в большой степени определяют интенсивность и полноту извлечения нефти из матрицы при любом механизме истощения: за счет капиллярного впитывания воды, гравитационного истечения или истощения при режиме растворенного газа.

Средние размеры пористых блоков можно приближенно определить при установившемся и неустановившемся притоке жидкости.

Сперва покажем простейший (приближенный) способ определения размеров блоков и раскрытие трещин при установившемся притоке жидкости.

Очевидно, площадь, заключенная между индикаторной линией и осью депрессий,

$$F_a = \int_0^{\Delta p_0} q_{\tau\lambda} d(\Delta p).$$

Дебит скважины (по Ю. П. Желтову при постоянной вязкости жидкости $\mu_{ж}$ и $k_{\tau} \gg k_{п}$)

$$q_{\tau\lambda} = \eta_{\tau} \frac{1 - (1 - \bar{\beta} \Delta p_0)^4}{4\bar{\beta}}, \quad (VI.32)$$

где η_{τ} — коэффициент продуктивности ($\eta_{\tau} = 2\pi k_{\tau} h / [\mu_{ж} \ln(R_k/r_c)]$); k_{τ} — проницаемость трещинной среды ($k_{\tau} = S_{сг} T_0^2 / 12$).

Подставив значение дебита $q_{\tau\lambda}$ под интеграл и раскрыв его, получим

$$F_a = \frac{\eta_{\tau} \Delta p_0^2}{4} \left[2 - 2 \Delta p_0 \bar{\beta} + \Delta p_0^2 \bar{\beta}^2 - \frac{1}{5} \Delta p_0^3 \bar{\beta}^3 \right].$$

Считая, что площадь $F_1 = \Delta p_0 q_{\tau\lambda}$, найдем отношение $F_{от} = F_a / F_1$ и тогда получим

$$(\Delta p_0 \bar{\beta})^3 - \frac{5(4F_{от} - 1)}{5F_{от} - 1} (\Delta p_0 \bar{\beta})^2 + \frac{10(3F_{от} - 1)}{5F_{от} - 1} (\Delta p_0 \bar{\beta}) - \frac{10(2F_{от} - 1)}{5F_{от} - 1} = 0.$$

Значение $F_{от}$ можно определить как отношение площади F_a , образованной индикаторной линией с осью депрессий, к площади F_1 .

Зная величину $F_{от}$, решая кубическое уравнение, находят величину $\Delta p_0 \bar{\beta}$, а затем и $\bar{\beta}$.

Определив таким образом коэффициент $\bar{\beta}$, найдем сумму квадратичных отклонений дебитов

$$\sum_{\lambda=1}^n (q_{\lambda} - A_{\lambda} S_{гг} T_0^3)^2 = \min, \quad (VI.33)$$

$$\text{где } A_{\lambda} = \frac{\pi h}{6\mu_{ж} \ln \frac{R_k}{r_c}} \frac{[1 - (1 - \Delta p_0 \bar{\beta})^4]}{4\bar{\beta}}.$$

Минимум функции (VI.33) будет:

$$\frac{\partial}{\partial T_0} \sum_{\lambda=1}^n (q_{\lambda} - A_{\lambda} S_{гг} T_0^3)^2 = 2 \sum_{\lambda=1}^n (q_{\lambda} - A_{\lambda} S_{гг} T_0^3) (-3A_{\lambda} S_{гг} T_0^2) = 0.$$

Откуда

$$S_{\Gamma\Gamma} T_0^3 = \frac{\sum_{\lambda=1}^n A_{\lambda} q_{\lambda}}{\sum_{\lambda=1}^n A_{\lambda}^2} \quad \text{или} \quad T_0 = \sqrt[3]{\frac{\sum_{\lambda=1}^n A_{\lambda} q_{\lambda}}{S_{\Gamma\Gamma} \sum_{\lambda=1}^n A_{\lambda}^2}}. \quad (\text{VI.34})$$

Зная $S_{\Gamma\Gamma}$, легко найти раскрытие трещин T_0 . Но коэффициент, зависящий от трещиноватости упругих свойств коллектора,

$$\bar{\beta} = \frac{1-2\nu_{\Pi}}{E_{\Pi}} \frac{\bar{l}}{T_0}, \quad (\text{VI.35})$$

где ν_{Π} — коэффициент Пуассона; E_{Π} — модуль продольной упругости или модуль Юнга в Па; \bar{l} — среднее расстояние между трещинами в м.

Зная $\bar{\beta}$ и T_0 , найдем среднее расстояние между трещинами

$$\bar{l} = \frac{\bar{\beta} E_{\Pi} T_0}{1-\nu_{\Pi}}.$$

Определить размеры блоков можно по кривой восстановления давления (метод А. Бана), а также по методу Дж. Е. Воррена и П. Дж. Руута.

$$p_c(\tau_3 + \Delta\tau) \approx p_0 - \frac{q_0 \mu_{ж}}{4\pi k_{\tau} h} \left\{ \ln \frac{\tau_3 + \Delta\tau}{\Delta\tau} - \text{Ei} \left[-\frac{\lambda_{\Pi} \Delta\tau}{\omega_{\tau} (1-\omega_{\tau})} \right] + \text{Ei} \left[-\frac{\lambda_{\Pi} \Delta\tau}{1-\omega_{\tau}} \right] \right\}, \quad (\text{VI.36})$$

где $\bar{k}_{\tau} = \sqrt{k_{\tau x} k_{\tau y}}$ — среднегеометрическая компонента направленной проницаемости системы трещин; $\tau_3 = \bar{k}_{\tau} t_s / [(m_{\tau} \beta_2 + m_{\Pi} \beta_{\tau}) \mu_{ж} r_c^2]$ — безразмерное время работы скважины на установившемся режиме до ее останки; t_s — время работы скважины на установившемся режиме до ее останки; $\Delta\tau = \tau - \tau_s$ — безразмерное время останки скважин; $\lambda_{\Pi} = a_{\Pi} k_{\Pi} r_c^2 / \bar{k}_{\tau}$ — параметр, определяющий интенсивность фильтрации (обмена) жидкости между порами различного класса; a_{Π} — геометрический параметр гетерогенной среды, являющейся функцией размеров блоков; $\omega_{\tau} = m_{\tau} \beta_2 / (m_{\tau} \beta_2 + m_{\Pi} \beta_1)$ — параметр, показывающий долю энергоемкости (упругоёмкости) системы трещин в совокупной энергоемкости (упругоёмкости) смешанной среды; β_1 и β_2 — соответственно суммарные коэффициенты сжимаемости для системы пор и трещин

$$\beta_1 \cong \beta_{ж} + \frac{\beta_{ср} + S_{св} \beta_{св}}{1 - S_{св}}; \quad \beta_2 \cong \beta_{ж},$$

$\beta_{ж}$ — сжимаемость фильтрующейся жидкости; $\beta_{ср}$ — сжимаемость пористой среды; $\beta_{св}$ — сжимаемость связанной воды; $S_{св}$ — количество связанной воды в долях от объема пор.

Как видно из (VI.36), для описания поведения трециновато-пористого коллектора необходимо знать два параметра ($\lambda_{п}$ и $\omega_{т}$).

При $\omega_{т} \rightarrow 1$ или $\lambda_{п} \rightarrow \infty$ уравнение (VI.36) приводится к асимптотическому виду, полученному Ван-Евердингенем и Херстом для тех же самых граничных условий, в которых было получено уравнение (VI.36). Это естественно, так как с приближением $\omega_{т}$ к единице пористость или ее эффективная сжимаемость убывает (стремиться к нулю). В таком случае пласт имеет только вторичную однородную пористость.

Подобным образом уравнение (VI.36) преобразуется в однородное при $\lambda_{п} \rightarrow \infty$.

Теоретические кривые восстановления давления, построенные по формуле (VI.36) при различных соотношениях $\lambda_{п}$ и $\omega_{т} \neq 0$ и $\lambda_{п} \ll 1$ (т. е. затрудненный обмен жидкости), имеют две точки перегиба или два параллельных друг другу прямолинейных участка, первый из которых смещен по вертикали по отношению ко второму, служащему для первой асимптотой (рис. XVII.1).

Анализируя далее формулу (VI.36), можно видеть, что смещенные участки кривой восстановления давления от асимптоты составляет

$$\Delta p'(\tau_s + \Delta\tau) = \frac{q_0 \mu_{ж}}{4\pi k_{т} h} \left\{ \text{Ei} \left[-\frac{\lambda_{п} \Delta\tau}{\omega_{т} (1 - \omega_{т})} \right] - \text{Ei} \left[-\frac{\lambda_{п} \Delta\tau}{1 - \omega_{т}} \right] \right\}. \quad (\text{VI.37})$$

Формула (V.37) справедлива для всего участка смещенной части кривой и для всех значений $\omega_{т}$ и $\Delta\tau$.

Для прямолинейного участка смещенной части кривой $\Delta p' = \text{const}$ и не зависит от $\Delta\tau$. Рассматривая участок, находящийся в области небольших значений $\Delta\tau$, формулу (VI.37) можно переписать в виде

$$\Delta p'(\tau_s + \Delta\tau) \approx -\frac{q_0 \mu_{ж}}{4\pi k_{т} h} \ln \omega_{т}. \quad (\text{VI.38})$$

Формула (VI.38) справедлива для значений $\omega_{т} \neq 0$ и небольших значений $\Delta\tau$.

Для переходной от прямолинейной к асимптоте смещенной кривой формула (VI.37) примет вид

$$\Delta p'(\tau_s + \Delta\tau) \approx \frac{q_0 \mu_{ж}}{4\pi k_{т} h} [-0,5772 - \ln \lambda_{п} + \ln(1 - \omega_{т}) - \ln \Delta\tau]. \quad (\text{VI.39})$$

Как видно из (VI.38) и (VI.39), значение смещения $\Delta p'(\tau_s + \Delta\tau)$ (максимальное смещение) определяется только параметром $\omega_{т}$, т. е. оно зависит от эффективных емкостных характеристик трещин и пор, а переходная часть кривой, связывающая два прямолинейных отрезка, описывает взаимосвязь между $\lambda_{п}$ и $\omega_{п}$.

При помощи формул (VI.38) и (VI.39) по фактическим кривым восстановления давления, перестроенным в логарифмической анаморфозе координат, представляется возможным определить $\omega_{т}$ и $\lambda_{п}$.

Зная фактическое значение $\Delta p'_{\text{const}}$ для каждой кривой, по формуле (VI.38) легко определить ω_T .

Поскольку

$$\omega_T = \frac{m_T \beta_2}{m_T \beta_2 + m_n \beta_1} = \frac{1}{1 + \frac{m_n \beta_1}{m_T \beta_2}}, \quad (\text{VI.40})$$

то из последнего выражения при известных значениях $m_n \beta_1$ и β_2 можно определить коэффициент трещиноватости m_T .

Для определения λ_n необходимо воспользоваться переходным участком кривой. Выбрав на нем несколько точек, находят значения $\Delta p'_{\text{вар}}$ для каждой из них. Отрезки времени ($\Delta \tau_1, \Delta \tau_2, \dots$), соответствующие выбранным точкам, при этом известны. Тогда из формулы (VI.39) для каждой из выбранных точек при известных значениях $\Delta p'_{\text{вар}}, \omega_T, \Delta \tau_j$ ($j = 1, 2, \dots$) определяется λ_j . Среднее значение между ними и составит искомое λ_n .

Рассмотрим подробнее физический смысл параметра λ_n . Геометрический параметр гетерогенной среды a_n , входящий в выражение λ_n , есть функция размера блоков. Эмпирически эту зависимость Дж. Е. Воррен и П. Дж. Руут дают в виде

$$a_n = 4n(n+2)/\bar{l}^2. \quad (\text{VI.41})$$

Подставив (VI.41) в выражение для λ_n , получим

$$\lambda_n = \frac{4n(n+2)k_n r_c^2}{\bar{l}^2 \bar{k}_T}, \quad (\text{VI.42})$$

где $n = 1, 2, 3$ — число нормальной сети трещин; \bar{l} — осредненный размер блоков.

Пределами изменения λ_n можно принять

$$1 > \lambda_n > \frac{a_n k_{\text{пм}} r_c^2}{\bar{k}_T}, \quad (\text{VI.43})$$

где $k_{\text{пм}}$ — минимальная проницаемость матрицы породы, при которой еще возможна фильтрация.

При $\lambda_n \geq 1$ коллектор является гомогенно пористым, т. е. при этом практически исчезает сопротивление течению жидкости между порами различного класса. При $\lambda_n \geq a_n k_{\text{пм}} r_c^2 / \bar{k}_T$ обмена жидкостью между порами не существует.

Из формулы (VI.42) при известных значениях $\lambda_n, n, k_n, \bar{k}_T, r_c$ можно определить средний размер блоков

$$\bar{l} = 2 [n(n+2)]^{1/2} \sqrt{\frac{k_n r_c^2}{\lambda_n \bar{k}_T}}. \quad (\text{VI.44})$$

При наличии трещин во всех трех ортогональных плоскостях

$$\bar{l} \approx 4.78 \sqrt{\frac{k_{\text{п}} r_{\text{с}}^2}{\lambda_{\text{п}} \bar{k}_{\text{т}}}}. \quad (\text{VI.45})$$

Получить кривую восстановления давления по залежам с трещиноватыми коллекторами в условиях быстрого восстановления давления затруднительно; требуются высокочувствительные регистрирующие приборы.

Размеры блоков можно определить методом, основанным на процессе массопереноса. В пласт закачивается определенный объем меченой жидкости, которая, заполняя призабойную зону, вступает в контакт с пластовой жидкостью, насыщающей блоки. За счет градиента концентрации индикатора происходит массообмен, приводящий к перераспределению индикатора. После выдержки в пласте в течение определенного времени жидкость откачивается на поверхность и по темпу изменения концентрации (с применением уравнений диффузии) рассчитываются размеры блоков породы.

Раздел III

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Глава VII

ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ (ВАРИАНТЫ) РАЗРАБОТКИ И РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН

§ 1. МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ И УВЕЛИЧЕНИЯ ИХ НЕФТЕОТДАЧИ

Рациональную систему разработки месторождения можно установить только после геолого-промыслового и технико-экономического анализов различных схем при различных способах и системах воздействия на пласт.

Вначале следует рассмотреть системы разработки без воздействия на пласт при естественных режимах работы нефтяных залежей. Затем оценить возможности использования естественной пластовой энергии в общем ее балансе и определить время перехода на тот или иной метод воздействия (заводнение, закачка газа, углекислоты, применение тепловых и других методов увеличения нефтеотдачи пластов). Из этой группы вариантов целесообразно определить возможности разработки нефтяной залежи при упругом режиме, режиме растворенного газа, режиме вытеснения газированной нефти водой за счет упругости пород в законтурной области.

В зависимости от геолого-промысловой и физической характеристики коллекторов и пластовых газожидкостных смесей рассматривают следующие методы воздействия на нефтяные пласты с целью увеличения их нефтеотдачи: заводнение, закачку газа, закачку газа в сочетании с заводнением (при разработке нефтегазовых залежей), закачку в пласт теплоносителей, воздействие на пласт при внутрипластовом движущемся очаге горения, нагнетание в пласт взаиморастворенных жидкостей, газа высокого давления, вытеснение нефти оторочкой углекислоты, мицеллярных растворов в сочетании с заводнением, применение специальных методов воздействия.

Системы разработки

Система разработки залежи — совокупность мероприятий, обеспечивающих научно обоснованное управление процессом извлечения нефти из недр. Это можно сделать в процессе бурения эксплуатационных и нагнетательных скважин. Следует только установить необходимое их число и схему размещения, время ввода в действие и режимы их работы. Эти вопросы должны решаться при проектировании системы разработки месторождения.

Установить рациональную систему разработки непосредственно прямым путем не представляется возможным, так как не существует метода, позволяющего сразу определить число скважин, схему их размещения, режим эксплуатации скважин. Поэтому такую задачу можно решить только путем построения большого числа самых различных схем и вариантов разработки и технико-экономического их анализа.

Нефтяное месторождение в процессе вытеснения нефти водой можно эксплуатировать при воздействии только естественных источников пластовой энергии или при применении того или иного способа воздействия на пласт. В связи с этим до решения задачи о целесообразности заводнения необходимо оценить возможности использования природной энергии при разработке месторождения. Для этого следует выполнить гидродинамические расчеты процесса разработки нефтяной залежи при упругом режиме, режиме растворенного газа и режиме вытеснения газированной нефти водой. По результатам этих расчетов определяют запасы нефти, которые можно извлечь за счет естественных источников пластовой энергии, и время перехода к тому или иному виду заводнения нефтяной залежи.

Заводнение — один из основных видов воздействия на пласты, применяемых при разработке нефтяных месторождений.

В настоящее время в практике разработки нефтяных месторождений нашли применение следующие виды заводнения: 1) законтурное; 2) приконтурное; 3) внутриконтурное, путем разрезания залежи нефти рядами нагнетательных скважин на площади самостоятельной разработки различной конфигурации и размеров; 4) сочетание законтурного и внутриконтурного; 5) площадное, как первичный способ разработки — предельный случай разрезания залежи; 6) очаговое; 7) избирательное.

Законтурное заводнение применяют при разработке сравнительно небольших по запасам залежей нефти. При этом виде заводнения воду закачивают в ряд нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности. При проектировании этой системы заводнения в качестве нагнетательных целесообразно использовать разведочные скважины, расположенные за контуром нефтеносности.

Приконтурное заводнение проектируется тогда, когда затруднена гидродинамическая связь нефтяной зоны пласта с законтур-

ной областью, а также для повышения эффективности законтурного заводнения. В этом случае ряд нагнетательных скважин размещают на внешнем или внутреннем контуре нефтеносности или же в водонефтяной зоне.

Внутриконтурное заводнение — наиболее широко распространенный вид заводнения, при котором обширная по площади и большая по запасам нефтяная залежь рядами нагнетательных скважин разрезается на площади для самостоятельной разработки. Размер и форма отрезаемых площадей в каждом конкретном случае зависит от требуемых темпов разработки месторождения и нефтеотдачи. Один из частных случаев внутриконтурного заводнения — поперечное разрезание залежей на полосы самостоятельной разработки (блоковая система заводнения).

Средние, относительно большие по площади и запасам, месторождения разрабатываются при сочетании законтурного и внутриконтурного заводнений. При разработке залежей в этом случае значительно сокращается срок ее разработки; не происходит консервация площади и вынужденное прекращение работы эксплуатационных скважин внешних батарей в начальной стадии их обводнения; более полно проводится рациональная доразработка пласта; обеспечиваются условия продления периода фонтанирования скважин; эффективно используется напор воды, закачиваемой в пласт через центральные скважины. Наиболее широко распространенный вид этой системы — сочетание законтурного заводнения с продольным разрезанием залежи по оси структуры или с центральным очаговым заводнением.

Площадное заводнение как предельный случай разрезания — наиболее интенсивная система воздействия на пласт, обеспечивающая высокие темпы разработки нефтяных месторождений. При этой системе эксплуатационные и нагнетательные скважины размещают по классически правильным схемам пяти-, семи-, и девятиточечной или линейно-площадным системам, когда ряды нагнетательных и эксплуатационных скважин чередуются при шахматном размещении скважин в рядах.

Очаговое заводнение применяют, как правило, в дополнение к той или иной системе законтурного или внутриконтурного заводнения с целью интенсификации процесса разработки и увеличения нефтеотдачи. При этой системе заводнения группу нагнетательных скважин (очаги) размещают в зонах развития коллектора, которые в недостаточной степени охвачены воздействием основной системы заводнения. В принципе при детально изученном геологическом строении очаговое заводнение можно применять и как самостоятельную систему заводнения с начала разработки месторождения.

Избирательную систему заводнения применяют при разработке зонально неоднородных прерывистых залежей нефти. Сущность этой системы заключается в целенаправленном выборе местоположения нагнетательных скважин с учетом геологического

строения продуктивного горизонта, что обеспечивает такое взаимное расположение нагнетательных и эксплуатационных скважин, при котором создаются условия максимальной интенсификации процесса разработки и сводятся к минимуму влияния зональной неоднородности, прерывистости и линзовидности пласта. Нагнетательные скважины при такой системе заводнения размещают хаотично в зонах повышенной продуктивности пласта.

Имеющийся опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что метод заводнения можно применять на месторождениях с самыми различными геолого-физическими условиями — практически при всех типах коллекторов с различной их характеристикой и при большом диапазоне значений вязкости нефти.

На основе обобщения опыта проектирования и анализа разработки месторождения можно наметить область применения той или иной системы заводнения, указать диапазон изменения отдельных элементов системы заводнения.

Так, например, в зависимости от геолого-физических условий проектируемого месторождения следует применять: 1) законтурное заводнение на залежах шириной не более 5 км; 2) заводнение с разрезанием на полосы (площади, блоки) для залежей с благоприятной геологической характеристикой и с значительной шириной (более 5 км), а также при меньшей ширине, если залежи приурочены к сравнительно выдержанным по площади пластам, но характеризуются пониженной проницаемостью коллекторов, повышенной вязкостью нефти или резким ухудшением условий фильтрации на границах залежи; 3) площадное заводнение для разработки залежей со сравнительно однородным строением пластов, но имеющих низкую проницаемость коллекторов или высокую вязкость нефти; 4) избирательное заводнение при высокой степени неоднородности и прерывистости пластов; 5) очаговое заводнение для увеличения интенсивности принятой основной системы заводнения на всех стадиях разработки.

При законтурном и внутриконтурном заводнениях ширина полос не должна превышать 5 км. Наиболее широкие полосы (4—5 км) свойственны залежам с высокой проницаемостью пластов и небольшой вязкостью нефти. С некоторой долей условности можно считать, что такие полосы выделяются в основном при подвижности нефти в пластовых условиях более $200 \text{ мкм}^2/(\text{Па}\cdot\text{с})$. При меньшей подвижности следует разрезать залежи на полосы меньшей ширины.

При ширине площадей (полос) 4—5 км между рядами нагнетательных скважин целесообразно размещать пять рядов эксплуатационных, при меньшей ширине — как пять, так и три ряда эксплуатационных скважин в зависимости от характеристики месторождения, при ограниченном отборе — семь и более рядов.

Ширина площади (полос), число эксплуатационных рядов, а также расстояние между нагнетательными и первыми рядами

эксплуатационных скважин зависят от плотности сетки эксплуатационных скважин.

Однако без проведения гидродинамических расчетов и технико-экономического обоснования невозможно дать четкие рекомендации о целесообразной плотности сетки скважин в различных геолого-физических условиях. На основе обобщения опыта разработки можно лишь говорить об общей направленности подхода к выбору плотности сетки скважин.

В процессе проектирования разработки залежи выбирается не оптимальная плотность сетки скважин, а система разработки с заводнением при том или ином соотношении отдельных ее элементов.

Рассмотренная выше характеристика систем заводнения и общие рекомендации по отдельным элементам систем заводнения являются лишь ориентирами для выбора реальных вариантов систем разработки при их проектировании.

§ 2. РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН И ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ

Под начальными условиями при проектировании разработки нефтяной залежи понимаются: начальное пластовое давление и температура, свойства пластовых флюидов при этих условиях.

За граничные условия принимаются условия на контурах питания и на забоях нагнетательных и эксплуатационных скважин; расстояния от зоны отбора до контура питания и линий нагнетания; радиусы нагнетательных и эксплуатационных скважин; давления на линиях нагнетания, забоях нагнетательных и эксплуатационных скважин; изменения давления (выше начального пластового или ниже давления насыщения).

Одной из основных проблем разработки нефтяных месторождений является проблема размещения скважин. Наиболее полно эта проблема решалась в свое время Ю. П. Борисовым, которым задача о рациональном размещении скважин рассматривалась в двух вариантах. Первый вариант следующий.

1. Задан средний уровень текущей добычи нефти. Требуется так разместить скважины, чтобы получить минимальные затраты.

2. Определены наличные материальные ресурсы. Следует так разместить скважины, чтобы получить максимальную текущую добычу нефти.

Во втором варианте ставятся следующие вопросы.

1. Задан средний уровень добычи нефти $Q_{\text{ср}}$ (срок разработки T). Требуется так разместить скважины, чтобы их общее число было минимальным.

2. Имеем число скважин. Нужно разместить их на площади залежи так, чтобы добиться минимального срока разработки.

Обе эти постановки задачи идентичны. Ю. П. Борисовым задача о рациональном размещении скважин решалась во второй постановке для условий однородного пласта.

В результате решения задачи в указанной идеализированной постановке второго варианта Ю. П. Борисов сделал следующие выводы.

1. В залежах полосовой формы нужно несколько реже ставить скважины в первом ряду и сгущать в последнем. В остальных рядах расстояния между скважинами и между рядами должны быть одинаковыми.

2. В залежах круговой формы сгущение сетки скважин должно постепенно увеличиваться от периферии к центру.

Из опыта разработки нефтяных месторождений следует, что результаты решения задачи о размещении скважин использовались в практике разработки лишь частично. А именно принимались неодинаковыми расстояния между рядами и скважинами в рядах: расстояние между рядами принималось большим, чем расстояние между скважинами в рядах (батареях) как в круговых, так и в полособразных залежах. В последующем на основе опыта разработки нефтяных месторождений наряду с неравномерными рассматривались при проектировании и реализовались на практике равномерные сетки скважин при заводнении.

Результаты решения задачи о рациональном размещении скважин неприменимы для реальных неоднородных пластов для систем с законтурным и тем более с внутриконтурным заводнением.

При определении схемы расположения эксплуатационных и нагнетательных скважин исходят из того, что задаются шириной и формой отрезаемых площадей, расстояниями от линий нагнетания до первых рядов эксплуатационных скважин, перепадов давлений — элементов, определяющих интенсивность системы воздействия для данных геолого-промысловых условий разработки залежи (неоднородных пластов и флюидов).

Таким образом, задача о рациональном размещении скважин становится многовариантной и решается в процессе установления рациональной системы разработки нефтяного месторождения в целом.

На основе опыта проектирования разработки рассматриваемая проблема может быть сформулирована следующим образом.

Заданы общая площадь и запасы нефти месторождения, параметры пластов и пластовых флюидов, граничные условия на нагнетательных и эксплуатационных скважинах (перепады давления или дебиты). Следует определить оптимальные размеры «отрезаемых» площадей при внутриконтурном заводнении, параметры размещения скважин (расстояния от линий нагнетания L_0 , расстояния между рядами L и скважинами в рядах 2σ) и тем самым определить так называемую плотность сетки скважин.

Конкретизируем постановку задачи и рассмотрим последовательность ее решения на примере полосовой залежи, разрабатываемой при поперечном ее разрезании.

Заданы общая длина и ширина полосовой залежи (запасы нефти), параметры пласта и флюидов, перепад давления и дебиты.

Определить оптимальную ширину отрезаемых полос S_i и параметры размещения скважин ($L_0, L, 2\sigma$).

Получить аналитическое решение поставленной задачи в общем виде для реальных условий практически невозможно. Поэтому задача решается путем рассмотрения многочисленных вариантов по интенсивности систем воздействия и плотностей сеток скважин. Из вариантов выбирается рациональный в соответствии с критерием рациональности.

Параметры систем заводнения. Размещение скважин

Ширина отрезаемых площадей (полос), число рядов (батарей) эксплуатационных скважин, расстояние между рядом нагнетательных скважин и первым рядом эксплуатационных скважин, расстояния в рядах определяют так называемую плотность сетки скважин.

Рациональную плотность сетки скважин нельзя определить вне связи с другими элементами взаимного размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин и способа заводнения.

В процессе проектирования разработки залежи нефти определяется не оптимальная плотность сетки скважины, а система разработки с заводнением при том или ином соотношении ее элементов.

При заводнении неоднородных пластов задача о размещении скважин — многовариантна и решается в процессе установления рациональной системы разработки нефтяного месторождения в целом. Варианты задач рассматривают исходя из условия, что заданы общая площадь и запасы нефти месторождения, параметры пластов и пластовых газожидкостных смесей, граничные условия на нагнетательных и эксплуатационных скважинах. Пласты неоднородны по проницаемости и прерывистости.

На практике наиболее распространены варианты внутриконтурного заводнения, предусматривающие:

1) заданные постоянные размеры отрезаемых площадей или, в частном случае, постоянную ширину полосы при поперечном разрезании залежи;

2) заданные расстояния от линии воздействия (нагнетания) до первых рядов (батарей) эксплуатационных скважин.

В первой группе вариантов гидродинамические расчеты выполняются для подвариантов: M — по размерам отрезаемых площадей или по ширине полосы; N — по числу рядов; O — по плотности сетки скважин ($f = 2\sigma L$); p — по расстоянию от линий нагнетания до первого ряда эксплуатационных скважин ($L_{0i} = \text{const}$); N_1 и O_1 — подвариантов по числу рядов и по плотности сетки скважин; K — по заданным давлениям на забоях нагнетательных и эксплуатационных скважин; S — площадного и избирательного заводнения по системе и плотности сетки скважин.

Во второй группе вариантов при различных заданных M подвариантах ($L_{0i} = \text{const}$) рассматривается R подвариантов по числу рядов и плотности сетки скважин в пределах каждого варианта по $L_{0i} = \text{const}$. Тем самым определяются переменные значения ширины полосы S_i , соответствующие вариантам по схемам размещения скважин и L_0 .

Помимо положения линий нагнетания относительно рядов (батарей) эксплуатационных скважин, необходимо установить число нагнетательных скважин и их взаимное расположение с эксплуатационными.

Из многочисленного количества вариантов для уточненных, гидродинамических расчетов характеристик вытеснения и нефтеотдачи и последующего технико-экономического анализа, на основе опыта разработки и интуиции проектантов, следует отбирать наиболее реальные, характерные для геолого-промысловой характеристики рассматриваемого месторождения.

В расчетах технологических и экономических показателей разработки для различных систем воздействия и элементов схем размещения скважин следует обязательно учитывать изменение нефтеотдачи неоднородных по проницаемости, прерывистости пластов в зависимости от схем размещения (плотности сетки) скважин.

Учет изменения охвата и нефтеотдачи неоднородных прерывистых пластов в зависимости от параметров системы размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин (плотности сетки скважин) выполняется по методике, изложенной в § 4 данной работы.

Количество резервных скважин намечается в целях увеличения нефтеотдачи и определяется из условий заданного прироста текущей и конечной нефтеотдачи. В комплексной схеме разработки определяется лишь количество резервных эксплуатационных и нагнетательных скважин без установления их местоположения. В комплексном проекте разработки определяется как число, так и местоположение резервных скважин.

В комплексных схемах и проектах разработки резервный фонд скважин в обязательном порядке учитывается в гидродинамических и экономических расчетах и эти показатели включаются в общие технико-экономические показатели при обосновании нефтеотдачи и рациональной системы разработки месторождения.

Система воздействия и схема размещения скважин (плотность сетки) выбираются в соответствии с критерием рациональности комплексной системы разработки месторождения в целом.

§ 3. РЕЗЕРВНЫЙ ФОНД СКВАЖИН

Цель бурения скважин резервного фонда — вовлечение в разработку недраенируемых основным фондом скважин линз и отдельных участков пласта для обеспечения оптимального экономи-

чески целесообразного коэффициента нефтеотдачи, выполнения проектного темпа разработки месторождения и сохранения достигнутого уровня добычи нефти на возможно длительное время.

В непрерывном пласте необходимое число скважин резервного фонда вдоль линии стягивания контуров нефтеносности.

$$n_p = n_{оп} - n_{ос},$$

где $n_{оп}$ — оптимальное число скважин в стягивающем ряду; $n_{ос}$ — число скважин основного фонда, располагающихся на линии стягивающего ряда.

Оптимальное число скважин в стягивающем ряду [4]

$$n_{оп} = L \sqrt{\frac{0,395hm_3\alpha(1-s_{св})fK_B C_p \xi}{Z_K + Z_3}}, \quad (VII.1)$$

где L — длина линии стягивания в м; h — средняя мощность непрерывной части продуктивного пласта в м; m_3 — средняя пористость непрерывной части пласта; α — коэффициент перевода для нефти из объемных единиц в пластовых условиях в единицы массы на поверхности; $s_{св}$ — насыщенность порового пространства остаточной водой; f — коэффициент, зависящий от соотношения вязкостей нефти и воды ($\mu_0 = \mu_n/\mu_B$); K_B — коэффициент вытеснения нефти водой; C_p — предельно рентабельная себестоимость для нефти рассматриваемой залежи в руб/м³; ξ — коэффициент, учитывающий увеличение расчетной длины стягивающего ряда за счет неоднородности пласта, принимаемый обычно равным 1,25—4; Z_K — средние капитальные затраты на бурение, оборудование и обустройство одной скважины резервного фонда в руб.; Z_3 — средние текущие эксплуатационные затраты на обслуживание одной эксплуатационной скважины резервного фонда за весь срок ее работы в руб.

В прерывном пласте число скважин резервного фонда зависит от характера его прерывистости и обуславливается наличием различных линз в нем.

В качестве основного критерия для бурения скважин резервного фонда принимается себестоимость дополнительно добываемой нефти

$$C_p \geq C = \frac{Z_K}{K_{уд}} + Z_3 \quad (VII.2)$$

где $K_{уд}$ — коэффициент удачи при бурении скважин резервного фонда на линзу, показывающий среднее отношение числа скважин, вскрывших линзу, на которую они бурились, к общему числу пробуренных скважин; V_n — промышленные запасы нефти в линзе в предположении 100%-ного охвата ее процессом разработки; $K_{охл}$ — коэффициент охвата линзы процессом разработки.

Промышленные запасы нефти в линзе

$$V_{п} = Vm_{э} (1 - s_{св}) \alpha K_{в}, \quad (\text{VII.3})$$

где V — объем коллектора в данной линзе.

По данным Ю. П. Борисова, Н. В. Козлова и Э. К. Рябининой, для линз первого вида (линзы, вскрытые одной скважиной основного фонда) при бурении одной скважины резервного фонда $K_{уд} = 0,5$ и $K_{охл} = 0,5$. Тогда минимальные промышленные запасы нефти в линзе, на которую целесообразно пробурить одну скважину резервного фонда, определяемые по формуле (VII.2), будут

$$V_{п1} = \frac{4Z_{к} + 2Z_{э}}{C_{р}}. \quad (\text{VII.4})$$

При редком размещении основного фонда скважин, когда на линии может оказаться выгодным пробурить еще две скважины резервного фонда, принимается $K'_{уд} = 0,75$ и $K_{охл} = 0,187$. Тогда минимальные промышленные запасы, при которых целесообразно пробурить эти скважины,

$$V''_{п1} \geq \frac{14,2Z_{к} + 10,7Z_{э}}{C_{р}}. \quad (\text{VII.5})$$

Число всех скважин резервного фонда для линз первого вида

$$n_{р} = \frac{n_{с}}{K_{уд}} + \frac{2n_{л}}{K'_{уд}} = 2(n_{с} + 1,33n_{л}), \quad (\text{VII.6})$$

где $n_{с}$ — число линз с промышленными запасами больше $V_{п1}$; $n_{л}$ — число линз с промышленными запасами больше $V''_{п1}$.

Для линз второго вида (линзы, вскрытые только нагнетательными скважинами) предполагается, что в основной сетке скважин имеются две и больше нагнетательных скважин, расположенных в одном ряду, а все скважины резервного фонда будут эксплуатационными.

Минимальный промышленный запас в линзе, на которую выгодно бурить m скважин резервного фонда, определяется по формуле

$$V_{п2} = \frac{8m(m-1)}{3C_{р}} \left(\frac{Z_{к}}{K'_{уд}} + Z_{э} \right). \quad (\text{VII.7})$$

Этот запас подсчитывается, последовательно задавая рядом целых значений m (начиная с 1, принимая $K'_{уд} = 0,75$).

Число скважин резервного фонда, которые целесообразно бурить в каждой линзе, определяется приближенно по формуле

$$m \approx 0,625 \sqrt{\frac{C_{р}V_{п2}}{1,33Z_{к} + Z_{э}}}. \quad (\text{VII.8})$$

Результат округляется до ближайшего целого числа.

Число скважин резервного фонда для линз третьего и четвертого видов (линзы, вскрытые несколькими эксплуатационными

скважинами, и линзы, вскрытые эксплуатационными и нагнетательными скважинами) вычисляется аналогично условиям линз второго вида, но в отличие от полных запасов нефти в линзах учитываются лишь запасы отдельных элементов их периферийных частей.

Число скважин резервного фонда в трещиноватом пласте устанавливаются предварительно в технологических схемах и уточняют в проектах разработки нефтяного месторождения с учетом данных, полученных при разбуривании и эксплуатации основного фонда скважин. Здесь же определяется местоположение их. Большая часть скважин резервного фонда бурится на более поздней стадии разработки, в основном в центральной части объекта (с целью частичной замены выбывших из эксплуатации обводненных скважин) и на участках стягивания контуров нефтеносности.

Глава VIII

РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ — МОДЕЛИ ПЛАСТОВ И МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

§ 1. СХЕМАТИЗАЦИЯ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ

При гидродинамических расчетах процесса обводнения и определении нефтеотдачи реальные, неоднородные по параметрам и свойствам газожидкостных смесей пласты необходимо схематизировать расчетной схемой — моделью с той или иной степенью приближения к реальным условиям фильтрации неоднородных смесей в неоднородной пористой среде. В первую очередь необходимо схематизировать следующее.

1. Форму залежей нефти: залежь нефти сложной конфигурации привести к форме полосы, круга или к соотношению этих простейших геометрических фигур.

2. Контур нефтеносности: при сравнительно больших углах наклона пласта внешний и внутренний контуры нефтеносности заменить одним условным расчетным контуром (при незначительных углах наклона пласта залежи нефти с обширными водонефтяными зонами и водоплавающие залежи схематизируются слоистым пластом, в пределах каждого слоя граница раздела нефть — вода принимается вертикальной).

3. Пространственную задачу свести к плоской путем приведения пластовых и забойных давлений к условной плоскости (например, к отметке начального водонефтяного контакта или середины нефтяного горизонта).

4. Параметры пласта и свойства пластовых жидкостей.

Схематизация форм залежей

На практике встречаются залежи различных форм: полосовые, круговые, в форме эллипсов и различные их сочетания.

Любая форма залежи при расчетах в основном может быть сведена к полосе или кругу или же к сочетанию этих форм.

Овальную залежь можно заменить круговой и тем самым упростить гидродинамические расчеты. Такая замена возможна, если соотношение осей овала $a/b > 1/3$ (рис. VIII.1).

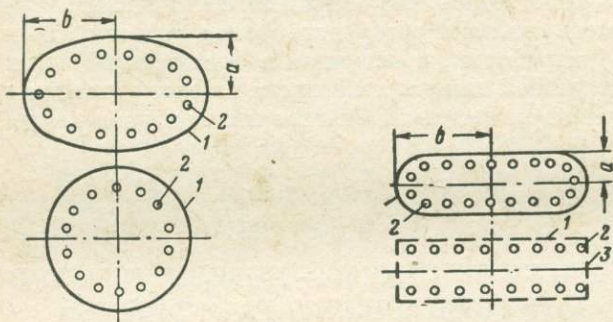


Рис. VIII.1. Схематизация овальной залежи нефти круговой.

1 — контур нефтеносности; 2 — эксплуатационные скважины $a/b > 1/3$

Рис. VIII.2. Схематизация залежи нефти полосообразной с двусторонним напором.

1 — контур нефтеносности; 2 — эксплуатационные скважины; 3 — непроницаемая граница. $a/b < 1/3$

При соотношении осей $a/b < 1/3$ овал можно рассматривать как полосу (рис. VIII.2).

При схематизации залежи с соотношением осей $a/b < 1/3$ должно быть соблюдено равенство:

- 1) запасов нефти в реальной и схематизированной залежах;
- 2) периметров расчетного контура нефтеносности в реальной и схематизированной залежах;
- 3) числа скважин.

Число скважин на карте реального месторождения должно быть равно числу скважин на схеме. При этом следует учитывать, что запасы, приходящиеся на каждый ряд скважин, в реальной залежи должны быть равны запасам на схеме.

При замене вытянутого овала полосой получаем полосовую залежь с четырехсторонним питанием.

Практически периклинальные участки залежи мало проницаемы и имеют меньшую мощность по сравнению с мощностью пласта. В этом случае вытянутый овал можно заменить полосой и получить полосовую залежь с двусторонним питанием. Залежи моноклинального типа можно схематизировать в виде полосы

с односторонним питанием (рис. VIII.3). Условия схематизации те же. При $a/b > 1/3$ форма залежи приближается к круговой.

Работами ВНИИ показано, что при схематизации залежей лучшее совпадение с фактическими результатами получают при замене овала кругом (из условий равенства периметров фактической залежи и схематизированной).

На электроинтеграторе был рассмотрен ряд схем нефтяных залежей при различных соотношениях осей овалов. Для различ-

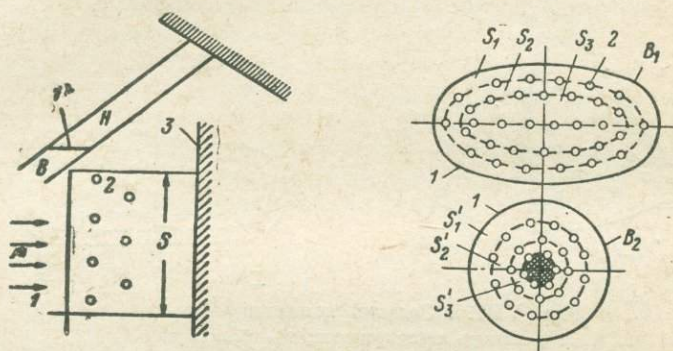


Рис. VIII.3. Схематизация залежи моноклиального типа.

1 — контур нефтеносности; 2 — эксплуатационные скважины; 3 — диффузионное нарушение, S — ширина залежи

Рис. VIII.4. Схематизация овальной залежи нефти кольцевой.

1 — контур нефтеносности; 2 — эксплуатационные скважины. S_1, S_2, S_3 — площади между рядами скважин в реальной залежи нефти. S'_1, S'_2, S'_3 — площадь эквивалентного кольца на схеме

ных вариантов определены дебиты и сроки разработки на разных этапах эксплуатации месторождения. Лучшее совпадение расчетного дебита Q_p и фактического Q_f было получено в расчетных схемах с равными фактическими и расчетными периметрами. Пусть имеем овальную реальную залежь, на площади которой размещены три ряда скважин (рис. VIII.4). Такую залежь, по данным ВНИИ, следует заменить кругом, периметр которого B_2 равен периметру овала B_1 .

$B_1 = B_2$ и соответственно выдерживается равенство площадей

$$S_1 = S'_1; \quad S_2 = S'_2; \quad S_3 = S'_3.$$

Площадь кольца на схеме равновелика всей площади овала — так называемая замена кольцом.

Расчеты при схематизации овальной залежи кругом на первых этапах разработки давали результаты, достаточно близкие к фактическим, а на последних этапах получали значительные расхождения.

Залежь зонального типа (рис. VIII.5). Такие залежи встречаются в районе Краснодара. Залежи зонального типа схематизи-

руются сектором окружности радиуса R . Залежь рассчитывается как круговая, а дебиты скважины сектора определяются пропорционально углу φ .

Залежь, рассматриваемая как комбинация полосовой и круговой (рис. VIII.6). Участок *I* заменяется полосой, а *II* и *III* рассчитываются по круговой схеме. После расчета необходимо проверить взаимодействие отдельных участков залежи.

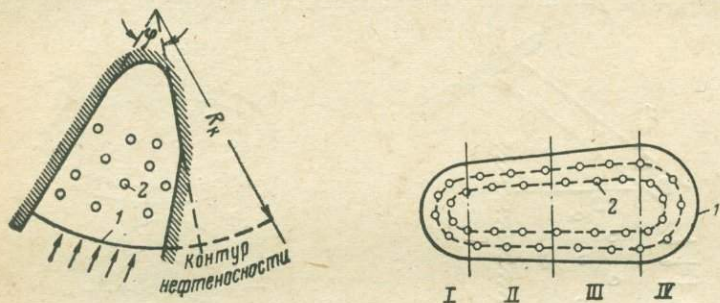


Рис. VIII.5. Залежь зонального типа.
1 — контур нефтеносности; 2 — скважины

Рис. VIII.6. Залежь нефти, схематизируемая сочетанием участков полосовой и круговой залежей.

1 — контур нефтеносности; 2 — скважины. *I, IV* — участки залежи, схематизированные частью круга; *II, III* — то же, полосой

Схематизация контуров нефтеносности

На карте залежи отмечают два контура нефтеносности — внутренний (по подошве) и внешний (по кровле), расстояния между которыми зависят от мощности пласта и угла падения (рис. VIII.7). При эксплуатации залежи оба контура могут перемещаться с различными скоростями и в различные сроки приблизиться к скважине.

В гидродинамических расчетах, когда из-за простоты часто принимают плоские схемы движения, учитывают некоторый фиктивный расчетный контур нефтеносности. При этом предполагается, что контакт воды и нефти расположен в вертикальной плоскости (точнее в нормальной к поверхности кровли и подошвы). Ошибка в расчетах тем меньше, чем больше угол наклона пласта.

Наименьшую ошибку, связанную с указанным предположением, получают при расчетах вытеснения нефти водой или газом, нагнетаемых в ряд скважин, разрезающих нефтяную залежь при внутриконтурном заводнении или при нагнетании газа.

Одним из соображений, которое можно положить в основу приближенного определения расчетного контура нефтеносности, можно считать, что содержание воды в продукции скважины после приближения внутреннего контура к скважине зависит от средней

высоты поверхности водонефтяного контакта в призабойной зоне. Так как скважины при их обводнении до определенного процентного содержания воды выключают из эксплуатации, то этому проценту воды соответствует некоторое среднее соотношение между мощностью пласта, занятого нефтью, и мощностью, занятой водой (точнее, водой и оставшейся невытесненной нефтью).

Упрощая гидродинамические расчеты, в большинстве случаев считают, что перемещение всех точек контуров нефтеносности происходит с одинаковыми скоростями по площади. В этом случае указанное отношение между мощностями нефтяной и водяной зон пласта у скважин к моменту достижения заданного процента воды на начальное положение поверхности водонефтяного раздела, которое для заданного процента обводнения скважины h_b можно найти по формуле

$$\frac{h_n}{h_b} = \left(\frac{100}{h_b} - 1 \right) \frac{k_{эф}}{k} \frac{\mu_n}{\mu_b}, \quad (\text{VIII.1})$$

где k — абсолютная проницаемость пласта; $k_{эф}$ — эффективная проницаемость пласта для воды после вытеснения нефти водой; μ_n , μ_b — вязкость нефти и воды.

Определив соотношение h_n/h_b , находим по разрезу залежи отметку водонефтяного контакта, соответствующую этому соотношению (рис. VIII.7). По этой отметке проводим расчетный контур нефтеносности.

При большом угле падения и небольшой мощности пласта за расчетный контур нефтеносности можно принять средний между внешним и внутренним контурами.

Изложенные положения справедливы только в том случае, если расстояния между двумя контурами нефтеносности настолько малы, что не требуется размещение скважин в водонефтяной зоне для ее эксплуатации. При значительной площади этой зоны схема размещения скважин и методы гидродинамических расчетов подлежат специальному исследованию.

Учет угла наклона пласта

Так как нефтяные залежи расположены не горизонтально, то возникает необходимость учитывать это при определении линейных размеров залежи и давлений.

Если углы падения пласта небольшие, можно удовлетвориться теми размерами по простиранию пласта, которые определяются по проекции залежи на горизонтальную плоскость, т. е. по структурной карте пласта. При больших углах падения по карте следует определить истинные размеры пласта.

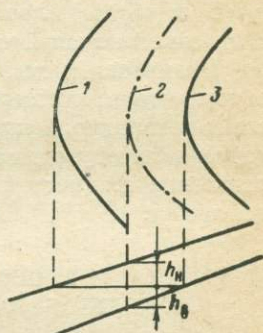


Рис. VIII.7. Схематическая зона контуров нефтеносности:

1 — внешнего; 2 — расчетного; 3 — внутреннего

Учет угла наклона пласта при определении давлений производится путем введения так называемых приведенных давлений $p_{пр}$:

$$p_{пр} = p + \frac{h\rho g}{10} \quad (\text{VIII.2})$$

где p — истинное давление в данной точке пласта; h — превышение отметки данной точки пласта над условной отсчетной плоскостью; ρg — удельный вес жидкости.

В качестве плоскости отсчета обычно избирают поверхность с отметкой начального положения водонефтяного контакта.

Физический смысл введения приведенных давлений состоит в том, что наклонный или выпуклый нефтеносный пласт как бы заменяется горизонтальным, начальное пластовое давление в котором повсюду одинаковое. В результате этого может возникнуть движение жидкостей и газа только после нарушения постоянства давления.

§ 2. ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТНЫХ СХЕМ — МОДЕЛЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПО ПАРАМЕТРАМ ПЛАСТА

В зависимости от количества, степени достоверности исходных геолого-промысловых данных и стадии проектирования, следует использовать следующие схемы-модели пласта:

однородный по проницаемости и мощности;

зонально-неоднородный;

неоднородный, состоящий из бесконечно большого числа хаотично расположенных участков с различными свойствами пласта (вероятностное распределение параметров пласта);

непрерывный слоисто-неоднородный по проницаемости и мощности пласт с закономерным или вероятностным распределением этих параметров по общей мощности пласта;

прерывистый слоисто-неоднородный по проницаемости пласт.

При построении расчетной схемы-модели неоднородного пласта должны быть соблюдены следующие положения:

учет наибольшего количества реальных факторов фильтрации неоднородной жидкости в неоднородной пористой среде;

выполнение расчетов технологических показателей простейшими вычислительными средствами;

апробирование на практике отдельных элементов.

В качестве исходных данных для построения расчетной схемы слоисто-неоднородного по проницаемости пластов можно использовать статистический ряд фактических значений проницаемости, полученных путем лабораторного анализа керна, интерпретации данных геофизических методов исследований и интерпретации профилей притока и приемистости скважин по мощности пласта.

Для построения расчетной схемы-модели пласта принимается фактическая плотность или функция распределения проницаемости. Число прослоев со средней проницаемостью k_i и мощностью

h_i выделяется по шагу (емкости) интервала функции распределения. Кроме того, можно использовать ту или иную теоретическую функцию распределения, описывающую фактическое распределение проницаемости.

Для оценки теоретического закона распределения параметров пластов, согласующегося с фактическим, целесообразно использовать методику Г. Хана и С. Шапиро с последующим определением параметров распределения известными в математической статистике методами.

Гамма-распределение и логарифмически-нормальное распределение описывают наиболее широкий класс эмпирических распределений проницаемости, широко используются в практике проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений СССР и могут быть рекомендованы при построении расчетных схем-моделей неоднородных пластов.

Сложное логарифмически-нормальное распределение целесообразно представлять в виде одного эквивалентного распределения, параметры которого определяются в соответствии с рекомендациями, изложенными в § 2, главы IV.

При построении расчетной схемы-модели слоисто-неоднородного по проницаемости пласта необходимо учитывать нижний предел проницаемости k_{min} . Он определяется по проницаемости прослоев, из которых при заданном перепаде (градиенте) давления приток жидкости практически отсутствует и поэтому им можно пренебречь. Другими словами, при построении расчетной схемы из эффективной нефтенасыщенной мощности пласта необходимо исключить прослой, проницаемость которых ниже k_{min} . Этот параметр (k_{min}) определяет коэффициент Φ_h .

Таким образом определяются исходные данные и параметры схемы — модели слоисто-неоднородного по проницаемости непрерывного пласта для расчетов процесса обводнения.

Расчетная схема — модель неоднородного пласта должна учитывать прерывистость коллектора. Под коэффициентом охвата пласта по прерывистости понимается часть коллектора, охваченная процессом вытеснения нефти водой и обусловленная этим видом неоднородности ($\Phi_{пр}$). Этот вид неоднородности учитывается коэффициентом $\Phi_{пр}$. Таким образом, реальный неоднородный по проницаемости, прерывистый пласт преобразуется в расчетную схему — модель непрерывного неоднородного по проницаемости пласта с меньшей эффективной работающей мощностью.

Для определения коэффициента охвата по прерывистости могут быть использованы два метода:

1) основанный на построении карт зональных интервалов (карт распределения коллекторов по отдельным пластам и пропласткам продуктивного горизонта);

2) основанный на применении теории вероятностей при интерпретации результатов геофизических исследований разреза скважин.

При обоих методах получают сопоставимые результаты (расхождения в коэффициентах охвата 3—5%).

Вероятностный метод оценки охвата по прерывистости по геофизическим данным с помощью ЭВМ рекомендуется применять при составлении комплексной схемы и проекта разработки.

На стадии составления проекта опытной эксплуатации (при оценке добычных возможностей) можно рекомендовать косвенный метод определения прерывистости пластов, основанный на сравнительно условной зависимости непрерывной части пласта от коэффициента песчаности (отношения эффективной мощности эксплуатационного объекта (пласта) к его стратиграфической мощности).

§ 3. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ — МОДЕЛИ ПЛАСТОВ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

На стадии составления плана (проекта) опытной или опытно-промышленной разработки месторождения или его части, а также составления комплексного плана развития нефтедобывающего района (оценка добычных возможностей группы открытых месторождений района) реальный неоднородный по параметрам пласт можно схематизировать однородным. При этом пласт принимается непрерывным или слоисто-неоднородным по проницаемости.

Число слоев различной проницаемости, выделяемое из спектра распределения проницаемости для построения расчетной схемы, определяется степенью неоднородности исходного распределения (стандартным отклонением и коэффициентом вариации). При увеличении степени неоднородности требуется выделять большее число прослоев в слоисто-неоднородном пласте. Фактическое распределение проницаемости может быть описано той или иной теоретической функцией распределения, например гамма-распределением или логарифмически-нормальным законом.

При распределении прослоев различной проницаемости по мощности пласта из общего распределения исключаются прослои, проницаемость которых меньше нижнего предела проницаемости (k_{min}). Принимается, что нижний предел проницаемости k_{min} зависит от градиента давления.

Таким образом, учитывается неполный охват вытеснением нефти водой эффективной нефтенасыщенной мощностью, т. е. в расчетной схеме необходимо использовать рабочую эффективную мощность пласта, равную

$$h_{эф р} = h_{эф} \psi_h (\Delta p),$$

где $\psi_h (\Delta p)$ — коэффициент охвата вытеснением пласта с эффективной нефтенасыщенной мощностью при заданном перепаде давления.

Учет неоднородности пласта по проницаемости и прерывистости производится по приближенным зависимостям, используе-

мым при определении коэффициента нефтеотдачи во время подсчетов запасов нефти.

На стадии составления комплексной технологической схемы и проекта разработки необходимо применять расчетные схемы—модели неоднородных по параметрам пластов, которые строятся при следующих допущениях и предпосылках.

Реальный неоднородный по проницаемости пласт схематизируется серией прослоев различной проницаемости, отделенных непроницаемыми разделами бесконечно малой мощности (условие отсутствия перетоков между слоями).

Прослои с различной проницаемостью k_i и в общем случае с различной мощностью h_i вероятностно распределены по общей эффективной мощности пласта по тому или иному закону распределения.

В качестве исходной информации о проницаемости используют результаты анализа керна, геофизические данные или данные промысловых гидродинамических исследований пластов и скважин (например, данные о проницаемости по профилям притока и приемистости). Далее, в построенной таким образом расчетной схеме—модели непрерывного неоднородного по проницаемости пласта прерывистость коллекторов учитывается коэффициентом охвата $h_{эфр} \Psi_{пр} = h'_{эфр}$.

Таким образом, модель слоисто-неоднородного по проницаемости прерывистого пласта с эффективной нефтенасыщенной мощностью преобразуется в расчетную схему—модель непрерывного неоднородного по проницаемости пласта с меньшей, чем в исходном реальном пласте, эффективной работающей мощностью:

$$h'_{эфр} = h_{эф} \Psi_h \Psi_{пр} \quad (h'_{эфр} < h_{эф}),$$

большой средней проницаемостью ($M(k)_м > M(k)_ф$) и с меньшей степенью неоднородности по проницаемости ($\sigma(k)_м < \sigma(k)_ф$; $V(k)_м < V(k)_ф$). Дебиты жидкости, нефти и нефтеотдачу определяют по каждому слою с последующим суммированием результатов по числу слоев (прослоев) во времени. Другими словами, не принимается условие пропорциональности дебитов проницаемости.

При большом числе выделенных слоев различной проницаемости, различной мощности и небольшом соотношении вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей в целях сокращения времени для выполнения расчетов на ЭВМ целесообразно принимать условия:

$$q_{ж} \equiv kh \quad \text{и} \quad t = \frac{1}{k}.$$

При этом расчеты следует выполнять по одному прослою с последующим пересчетом дебитов во времени для других прослоев по указанным соотношениям и суммировать результаты по числу прослоев.

При сравнительно продолжительном времени разработки залежи нефти (наличии зависимостей дебитов жидкости, нефти, пластовых и забойных давлений во времени и др.) расчетная схема — модель неоднородного пласта строится по комплексным характеристикам неоднородности пластов, которые определяются на основе решения обратной задачи по известным технологическим показателям разработки.

§ 4. МЕТОДЫ РАСЧЕТОВ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

I. На различных стадиях комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений в зависимости от полноты и качества исходной геолого-промысловой информации о свойствах пласта и газожидкостных смесей и условиях эксплуатации скважин следует применять различные по степени сложности и точности методы расчетов технологических показателей разработки при заводнении.

Так, например, при составлении проекта опытной разработки, оценки добычных возможностей в процессе составления комплексного плана развития нефтедобывающего района, т. е. в период, когда, как правило, исходных геолого-промысловых данных недостаточно и качество их невысокое, для определения технологических показателей разработки целесообразно применять приближенные упрощенные методы гидродинамических расчетов.

При составлении же комплексных схем и в особенности проектов разработки, когда имеется большое количество высококачественной информации о параметрах пластов и газожидкостных смесей, условиях эксплуатации скважин и оборудования, целесообразно применять более строгие и сложные методы расчетов технологических показателей разработки, в большей степени учитывающие реальные условия фильтрации неоднородных жидкостей в неоднородной пористой среде в системе скважин.

II. При составлении комплексного плана развития нефтедобывающего района рекомендуется рассчитывать технологические показатели разработки по методам, предусматривающим:

схематизацию реального неоднородного пласта однородным непрерывным со средними геолого-промысловыми параметрами (проницаемость, пористость, мощность).

учет неоднородности по проницаемости, прерывистости (охвата процессом вытеснения), по приближенным статистическим зависимостям, используемым в приближенной оценке нефтеотдачи при подсчете запасов нефти;

учет различия вязкостей нефти и воды и изменения фазовых проницаемостей в переходной зоне нефть — вода в зависимости от числа объемов прокачанной через пласт жидкости;

расчет дебитов жидкости и нефти во времени до и после прорыва по методу фильтрационных сопротивлений — схеме «прони-

цаемых» галерей с дополнительными внутренними фильтрационными сопротивлениями;

приближенную оценку нефтеотдачи по статистическим зависимостям, используемым в документах при подсчете запасов нефти.

III. При составлении комплексной технологической схемы одно- и многопластового нефтяного месторождения методы гидродинамического и технико-экономического обоснования системы разработки должны предусматривать:

обоснование системы разработки многопластового месторождения в целом, а не отдельного произвольно выбранного из разреза горизонта или пласта;

обязательное комплексное обоснование рационального выделения эксплуатационных объектов с точки зрения геолого-промысловой, технологической и экономической;

обязательное оптимальное распределение добычи жидкости и нефти во времени по объектам эксплуатации многопластового месторождения методами неопределенных множителей Лагранжа, линейного и динамического программирования;

целесообразность и необходимость применения заводнения, определение соотношения использования различных видов пластовой энергии.

Необходимость применения заводнения определяют по всем горизонтам многопластового месторождения путем гидродинамических расчетов и технико-экономического анализа при естественных режимах работы залежей нефти: упругом режиме; режиме растворенного газа; упругом режиме с последующим вытеснением газированной нефти водой за счет упругости законтурной области.

Расчеты технологических показателей по установлению соотношения использования этих видов пластовой энергии во времени и оценке необходимости заводнения выполняются при упругом режиме, растворенного газа и смешанном режимах. При упругом режиме расчеты выполняются по приближенной методике, предусматривающей схематизацию залежи нефти укрупненной скважиной с учетом коэффициентов z_1 и z_2 на несоответствие параметров пластов и газожидкостных смесей по известным технологическим показателям разработки в процессе пробной эксплуатации залежи нефти и по параметрам пласта в законтурной области.

При режиме растворенного газа расчеты технологических показателей выполняют при заданных забойных давлениях или дебитах для условий однородного пласта с учетом реальных свойств нефти и газа. Кроме того, для соблюдения условий сопоставимости исходных и расчетных данных оценку технологических показателей проводят с учетом неоднородности пластов.

Вначале выполняются расчеты технологических показателей разработки при упругом режиме с последующим вытеснением газированной нефти водой за счет упругости законтурной области (смешанный режим). Затем следует определить технологические

показатели разработки залежи нефти при заводнении с учетом неоднородности пластов, различия вязкостей нефти и воды и изменения фазовых проницаемостей в переходной зоне нефть — вода.

После выполнения экономических расчетов по оценке эффективности разработки залежи нефти при указанных естественных режимах и сопоставлении с результатами расчетов по базисному варианту разработки устанавливают целесообразность применения заводнения. Если разработка залежи нефти возможна без заводнения, выполняют более детальные расчеты технологических показателей при естественном режиме ее эксплуатации.

При составлении комплексной схемы разработки одно- и многопластового нефтяного месторождения методы и последовательность расчетов технологических показателей разработки должны предусматривать: учет неоднородности пластов по проницаемости и прерывистости; различия вязкостей нефти и воды и изменения фазовых проницаемостей в переходной зоне нефть — вода; геометрию фильтрационного потока (фильтрации газожидкостных смесей в системе скважин) в расчетах дебитов жидкости, нефти и нефтеотдачи до и после прорыва воды в скважины.

В зависимости от геолого-промысловой характеристики месторождения предусматривают задание различных видов начальных и граничных условий: заданные давления на контурах или забоях эксплуатационных и нагнетательных скважин, дебиты скважин, их изменение во времени.

Дебит жидкости, нефти и нефтеотдачу определяют для одного элемента из группы скважин (эксплуатационных и нагнетательных) общей схемы размещения скважин. Затем результаты суммируют. При этом обязательно учитывают темпы и последовательность ввода скважин (элементов из групп скважин) в эксплуатацию при соблюдении выполнения заданной добычи нефти во времени или заданных вариантов по темпам и порядку разбуривания месторождения. При этом учитывается упругость пластов и газожидкостных смесей при фильтрации газированной нефти в процессе ввода скважин в эксплуатацию до момента достижения установившегося режима фильтрации (условие применения методов гидродинамических расчетов при «жестком» водонапорном режиме). Дебиты жидкости, нефти и нефтеотдачу рассчитывают по каждому слою со средней проницаемостью k_i и мощностью h_i слоисто-неоднородного пласта с последующим суммированием результатов по числу слоев во времени. Прерывистость коллектора, неполнота охвата по мощности учитываются коэффициентами $\psi_{пр}$ и ψ_h .

$$h_{эфр} = h_{эф} \psi_{пр} \psi_h$$

Дебит жидкости, нефти и нефтеотдачу во времени (по годам) определяют за основной период и с меньшей степенью детальности за весь срок разработки по всем рассматриваемым при проектировании вариантам для каждого нефтяного горизонта и месторождения в целом.

При установлении экономически целесообразного процента воды в момент отключения рядов скважин рассматривают различные варианты по проценту воды в продукции скважин при их отключении.

Добыча жидкости и нефти во времени, рассчитанная по всем вариантам систем разработки многопластового месторождения в целом, в обязательном порядке оптимально распределяется по отдельным объектам его эксплуатации (горизонтам) одним из методов решения этой задачи (например, методом неопределенных множителей Лагранжа, линейного и динамического программирования).

При определении числа резервных скважин по вариантам обязательно учитывают их влияние на технологические, технико-экономические показатели и выбор рационального варианта разработки месторождения.

Методы расчетов показателей при составлении комплексного проекта разработки нефтяного месторождения при заводнении пласта

При составлении комплексного проекта разработки одно- и многопластового месторождения нефти методы и последовательность расчетов технологических показателей разработки должны предусматривать:

учет наибольшего числа реальных условий фильтрации неоднородных жидкостей в неоднородной пористой среде: зональную и слоистую неоднородность пластов по проницаемости, прерывистости и линзовидности; в общем виде зависимости фазовая проницаемость — насыщенность; различия вязкостей нефти и воды; геометрию фильтрационных потоков по схеме, позволяющей учесть изменение формы линий токов во времени в процессе перемещения границы раздела нефть — вода (предусматривать возможность расчетов характеристик обводнения продукции до и после прорыва воды в системе скважин);

учет темпов и последовательность ввода скважин в эксплуатацию;

применение методов и средств расчетов показателей разработки, позволяющих учитывать перечисленные условия фильтрации и условия эксплуатации скважин.

При расчетах обводнения неоднородных пластов на стадии составления проекта разработки, когда имеются данные о разработке залежей нефти (фактические зависимости дебитов жидкости, нефти, нефтеотдачи, обводненности продукции, пластовых и забойных давлений во времени и др.), необходимо определить комплексные характеристики неоднородности пластов. Эти характеристики, полученные на основе решения обратной задачи с использованием результатов разработки месторождения, применяют затем

в расчетах по прогнозу обводнения пластов с помощью того или иного аналитического метода.

Кроме аналитических методов расчета, на этой стадии проектирования необходимо применять способы, основанные на использовании уравнений материального баланса и экстраполяции фактических данных обводнения пластов по известным технологическим показателям разработки месторождений.

Глава IX

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ДЕБИТОВ И ДАВЛЕНИЙ ДО И ПОСЛЕ ПРОРЫВА ВОДЫ ПРИ ЖЕСТКОМ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ (ОДНОРОДНЫЙ ПЛАСТ)

§ 1. ПОЛОСОВАЯ ЗАЛЕЖЬ (ОДНОЖИДКОСТНАЯ СИСТЕМА РАЗНОЦВЕТНЫХ ЖИДКОСТЕЙ)

Дебит одной скважины единственного бесконечного ряда в полосовой залежи при равных вязкостях воды и нефти можно определить по формуле

$$q = \frac{2\pi kh(p_k - p_{заб})}{\mu \left(\ln 2 \operatorname{Sh} \frac{\pi L}{\sigma} + \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)} \quad (IX.1)$$

где k — проницаемость пласта; h — мощность пласта; p_k — давление на контуре питания; $p_{заб}$ — забойное давление в скважине; μ — вязкость жидкости; L — расстояние между контуром питания и рядом; 2σ — расстояние между скважинами в ряду; r_c — радиус совершенной скважины.

Если $L \geq \sigma$, эта формула значительно упрощается, так как можно принять

$$\ln 2 \operatorname{Sh} \frac{\pi L}{\sigma} \approx \frac{\pi L}{\sigma}$$

Подставив это значение в формулу (IX.1) и умножив числитель и знаменатель ее на σ/π , получим

$$q = \frac{2\sigma kh(p_k - p_{заб})}{\mu \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)} \quad (IX.2)$$

Приближенная формула (IX.2), справедливая при сделанном допущении, может получить очень простое и полезное геометрическое толкование.

В самом деле, отбросив второй член в скобках в знаменателе, мы получили бы формулу для дебита галереи длиной 2σ , т. е. равной расстоянию между скважинами.

Таким образом, первый член в скобках описывает приблизительно часть течения жидкости между контуром питания и линией расположения ряда скважин в полосе, простирающейся по обе стороны от скважины на расстоянии σ (рис. IX.1).

То обстоятельство, что жидкость течет не к галерее, а к скважине с радиусом r_c , отражается добавочным членом, наличие которого снижает в какой-то мере дебит, увеличивая сопротивление течению.

Принято называть гидродинамическое сопротивление между контуром питания и линией расположения ряда внешним сопротивлением, а добавочное сопротивление, учитывающее отличие дебита скважины от дебита галереи, — внутренним сопротивлением призабойной зоны скважины.

Геометрический смысл внутреннего сопротивления раскрывается легко. Представим себе радиальный поток во круг скважины внутри такой круговой призабойной области, периметр которой равен длине галереи 2σ . Радиус такой области

$$r_c = \frac{2\sigma}{2\pi} = \frac{\sigma}{\pi}.$$

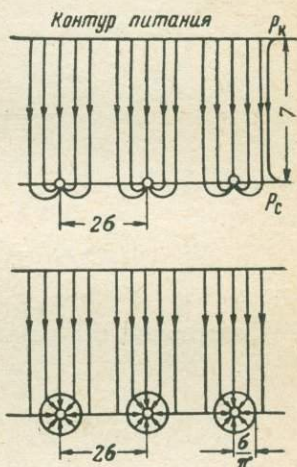


Рис. IX.1. Схематизация сложного фильтрационного потока плоскопараллельным и плоскорадиальным

Обозначим неизвестное нам давление на этом контуре через p . Тогда дебит скважины может быть записан в виде

$$q = \frac{2\pi kh (p - p_{заб})}{\mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}. \quad (IX.3)$$

Умножая числитель и знаменатель на σ/π , получим

$$q = \frac{2\sigma kh (p - p_{заб})}{\mu \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}. \quad (IX.4)$$

Для течения жидкости во внешней области от контура питания до ряда, на линии которого давление равно p , можно написать:

$$q = \frac{2\sigma kh (p_k - p)}{\mu L}. \quad (IX.5)$$

Так как при жестком водонапорном режиме дебиты во всех сечениях трубки тока одинаковы, мы можем приравнять правые

части уравнений (IX.4) и (IX.5). Тогда будем иметь:

$$\frac{p_k - p}{p - p_{заб}} = \frac{L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{\frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}$$

или

$$\frac{p_k - p}{p - p_{заб}} = \frac{L}{\frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}$$

Прибавив слева и справа по единице, получим

$$\frac{p_k - p}{p - p_{заб}} = \frac{L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{\frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}},$$

откуда

$$p - p_{заб} = (p_k - p_{заб}) \frac{\frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}$$

Подставляя это выражение в (IX.4), получим

$$q = \frac{2\sigma kh (p_k - p_{заб})}{\mu \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)},$$

т. е. мы пришли в точности к уравнению (IX.2). Исходя из электрогидродинамической аналогии (ЭГДА), мы могли бы получить то же выражение путем следующих рассуждений.

Внешнее сопротивление потоку равно $\mu L / 2\sigma kh$.

Внутреннее сопротивление потоку составляет

$$\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} = \frac{\mu}{2\sigma kh} \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}.$$

Так как оба сопротивления включены последовательно, то общее сопротивление равно их сумме

$$\frac{\mu}{2\sigma kh} \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)$$

и, следовательно, дебит всей системы

$$q = \frac{p_k - p_{заб}}{\frac{\mu}{2\sigma kh} \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)} = \frac{2\sigma kh (p_k - p_{заб})}{\mu \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)}.$$

Формулы, полученные для дебита одной скважины в бесконечной полосовой залежи, справедливы и для конечной залежи шириной S , если она с двух сторон ограничена экранами, перпендикулярными к линии ряда скважин.

Тогда дебит N скважин конечного ряда

$$Q = Nq = \frac{S}{2\sigma} \frac{2\sigma kh (p_k - p_{заб})}{\mu \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)} = \frac{S kh (p_k - p_{заб})}{\mu \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)}. \quad (\text{IX.6})$$

Пользуясь ЭГДА, мы получили бы тот же результат путем следующих рассуждений.

Внешнее сопротивление потоку полосы шириной S равно $\mu/SkhL$.

Рис. IX.2. Размещение скважин в полосовой залежи нефти

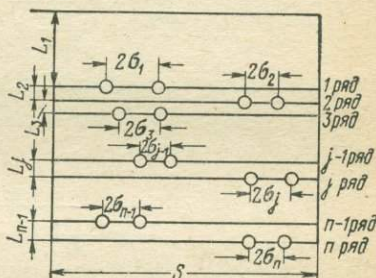
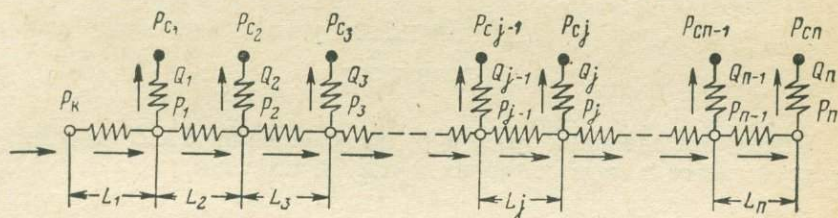


Рис. IX.3. Фильтрационные потоки в полосовой залежи нефти в электрогидродинамических аналогиях (ЭГДА)



Внутреннее сопротивление потоку одной скважины ряда составляет $\mu/(2\pi kh) \ln \sigma/\pi r_c$.

Так как все внутренние сопротивления скважин ряда равны и включены параллельно, то общее сопротивление ряда равно сопротивлению одной скважины, деленному на их число в ряду:

$$\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} : \frac{S}{2\sigma} = \frac{\mu}{S kh} \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}.$$

Складывая внешнее и внутреннее сопротивление всего ряда, получим

$$Q = \frac{p_k - p_{заб}}{\frac{\mu}{S kh} \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)} = \frac{S kh (p_k - p_{заб})}{\mu \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)}.$$

Применим изложенное к n рядам скважин в общем случае, когда забойные давления в скважинах, расстояния между скважинами в ряду и радиусы скважин в каждом ряду одинаковые, но в разных рядах различные (рис. IX.2).

На схеме (рис. IX.3) горизонтальные отрезки соответствуют внешним сопротивлениям от контура питания с давлением p_k до

линии первого ряда со средним давлением на нем, равным p_1 , далее от первого ряда до второго со средним давлением на нем p_2 и т. д.

Вертикальные отрезки соответствуют ответвляющимся от них внутренним сопротивлениям рядов.

Для произвольного участка между $j-1$ и j рядами в соответствии со сказанным можно написать

$$\sum_{i=j}^{i=n} Q_i = \frac{p_{j-1} - p_j}{\frac{\mu}{Skh} L_j} = \frac{Skh (p_{j-1} - p_j)}{\mu L_j}. \quad (\text{IX.7})$$

Кроме того, необходимо выразить неизвестные давления p_{j-1} и p_j по концам этого участка через заданные $p_{заб\ j-1}$ и $p_{заб\ j}$. Для этого имеем:

$$Q_{j-1} = \frac{p_{j-1} - p_{заб\ j-1}}{\frac{\mu}{Skh} \frac{\sigma_{j-1}}{\pi} \ln \frac{\sigma_{j-1}}{\pi r_{c\ j-1}}} = \frac{Skh (p_{j-1} - p_{заб\ j-1})}{\mu \frac{\sigma_{j-1}}{\pi} \ln \frac{\sigma_{j-1}}{r_{c\ j-1}}} \quad (\text{IX.8})$$

и соответственно

$$Q_j = \frac{Skh (p_j - p_{заб\ j})}{\mu \frac{\sigma_j}{\pi} \ln \frac{\sigma_j}{\pi r_{c\ j}}}. \quad (\text{IX.9})$$

Определяя значения p_{j-1} и p_j из уравнений (IX.8) и (IX.9) соответственно и подставляя их в (IX.7), получим

$$\frac{Skh}{\mu} (p_{заб\ j-1} - p_{заб\ j}) = L_j \sum_{i=j}^{i=n} Q_i + Q_j \frac{\sigma_j}{\pi} \ln \frac{\sigma_j}{\pi r_{c\ j}} - Q_{j-1} \frac{\sigma_{j-1}}{\pi} \ln \frac{\sigma_{j-1}}{\pi r_{c\ j-1}}. \quad (\text{IX.10})$$

Применяя это общее уравнение ко всем n участкам и полагая $j = 1, 2, 3, \dots, n$, получим замкнутую систему n уравнений с n неизвестными.

При этом необходимо учесть, что для контура питания

$$p_{заб\ 0} = p_k \text{ и } \sigma_0 = 0.$$

Если радиусы всех скважин во всех рядах одинаковые, то уравнение (IX.10) упростится:

$$\frac{Skh}{\mu} (p_{заб\ j-1} - p_{заб\ j}) = L_j \sum_{i=j}^{i=n} Q_i + Q_j \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} - Q_{j-1} \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}. \quad (\text{IX.11})$$

Если равны забойные давления скважин во всех рядах, то в системе уравнений, кроме первого, все левые части обращаются в нуль.

§ 2. КРУГОВАЯ ЗАЛЕЖЬ (ОДНОЖИДКОСТНАЯ СИСТЕМА)

Приближенные формулы для определения дебитов или давлений многих одновременно эксплуатирующихся рядов скважин в круговой залежи при жестком водонапорном режиме пласта могут быть выведены так же, как и для полосовой залежи.

В самом деле, так как внутреннее сопротивление ряда зависит не от размеров внешней области и конфигурации линии расположения скважин, а лишь от расстояния между скважинами в ряду и от радиуса скважины, то для круговой залежи следует изменить лишь выражение для внешнего сопротивления.

Вместо потока жидкости к прямолинейной галерее здесь течение ее будет к галерее от кругового контура питания, сопротивления для которого можно записать в виде

$$\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{R},$$

где R_k — радиус контура питания; R — радиус ряда скважин.

Складывая это сопротивление с последовательно включенным внутренним сопротивлением ряда

$$\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} : \frac{2\pi R}{2\sigma} = \frac{\mu}{2\pi kh} \frac{\sigma}{\pi R} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c},$$

получим

$$\frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_k}{R} + \frac{\sigma}{\pi R} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right),$$

откуда для дебита одного ряда следует:

$$Q = \frac{2\pi kh (p_k - p_{заб})}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{R} + \frac{\sigma}{\pi R} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)}, \quad (IX.12)$$

а для дебита одной скважины

$$q = \frac{Q}{N} = \frac{Q2\sigma}{2\pi R} = \frac{2\sigma kh (p_k - p_{заб})}{\mu \left(R \ln \frac{R_k}{R} + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)}. \quad (IX.13)$$

Формула (IX.13) в точности совпадает с приближенной формулой, полученной методами подземной гидродинамики, что подтверждает правильность сделанной физической интерпретации.

Для многих совместно работающих рядов остается в силе та же схема течения жидкости, построенная на основании электрогидродинамической аналогии для полосовой залежи. В нее надо также ввести радиальные внешние сопротивления для всех рядов и иную систему отсчета расстояний (рис. IX.4).

Поступая так, как и раньше, для произвольного участка цепи между $j-1$ и j рядами можно написать

$$\sum_{i=j}^{i=n} Q_i = \frac{p_{j-1} - p_j}{\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_{j-1}}{R_j}} \quad (\text{IX.14})$$

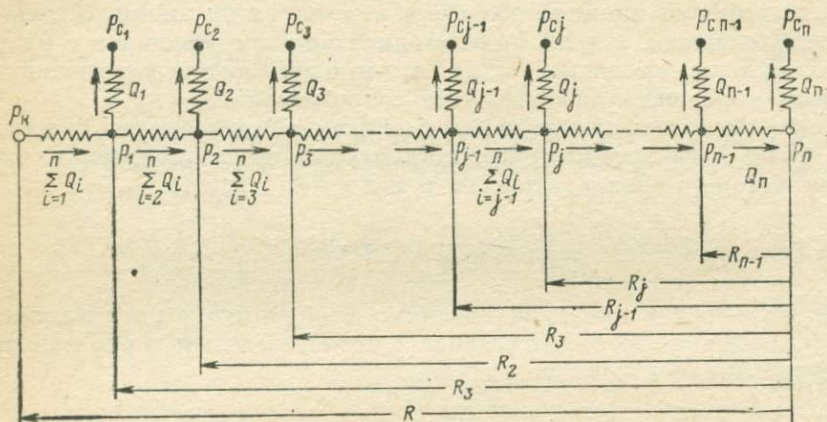


Рис. IX.4. Фильтрационные потоки в ЭГДА в круговой залежи нефти

Для определения промежуточных средних давлений в рядах имеем

$$Q_{j-1} = q_{j-1} \cdot N_{j-1} = \frac{2\pi kh (p_{j-1} - p_{заб j-1})}{\mu \ln \frac{\sigma_{j-1}}{\pi r_{c j-1}}} \cdot \frac{2\pi R_{j-1}}{2\sigma_{j-1}}$$

и соответственно:

$$Q_j = \frac{2\pi kh (p_j - p_{заб j})}{\mu \ln \frac{\sigma_j}{\pi r_{c j}}} \cdot \frac{2\pi R_j}{2\sigma_j}$$

Определяя отсюда p_{j-1} и p_j и подставляя их в (IX.14), получим

$$\frac{2\pi kh}{\mu} (p_{заб j-1} - p_{заб j}) = \ln \frac{R_{j-1}}{R_j} \sum_{i=j}^{i=n} Q_i + Q_j \frac{\sigma_j}{\pi R_j} \ln \frac{\sigma_j}{\pi r_{c j}} - Q_{j-1} \frac{\sigma_{j-1}}{\pi R_{j-1}} \ln \frac{\sigma_{j-1}}{\pi r_{c j-1}} \quad (\text{IX.15})$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, n$$

В частном случае, когда радиусы скважин равны, а расстояния между скважинами в рядах одинаковы, получим

$$\frac{2\pi kh}{\mu} (p_{заб\ j-1} - p_{заб\ j}) = \ln \frac{R_{j-1}}{R_j} \sum_{i=j}^{i=n} Q_i + Q_j \frac{\sigma}{\pi R_j} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} - Q_{j-1} \frac{\sigma}{\pi R_{j-1}} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}. \quad (IX.16)$$

Можно объединить обе формулы для полосовой и круговой залежей:

$$(p_{заб\ j-1} - p_{заб\ j}) = \Omega_j \sum_{i=j}^{i=n} Q_i + Q_j \omega_j - Q_{j-1} \omega_{j-1}, \quad (IX.17)$$

где Ω_j — внешнее сопротивление между $j-1$ и j рядами; ω_j — внутреннее сопротивление j ряда; ω_{j-1} — внутреннее сопротивление $j-1$ ряда.

Для полосовой залежи

$$\Omega_j = \frac{\mu}{S kh} L_j;$$

для круговой залежи

$$\Omega_{j-1} = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_{j-1}}{R_j};$$

для полосовой и круговой залежей:

$$\omega_j = \frac{1}{N_j} \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\sigma_j}{\pi r_{c\ j}};$$

$$\omega_{j-1} = \frac{1}{N_{j-1}} \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\sigma_{j-1}}{\pi r_{c\ j-1}}.$$

Двусторонний напор

Ряды скважин могут эксплуатироваться при двустороннем напоре. В полосовой залежи это может быть напор краевых вод по обе ее стороны. В круговой залежи такой двусторонний напор может возникнуть для кольцевой ее области в результате внутриконтурного нагнетания воды через кольцевой ряд нагнетательных скважин, разделяющий круговую залежь на кольцевую и внутреннюю круговую область.

Дебиты скважин в этом случае можно определить с помощью тех же формул интерференции. Однако при расчетах нужно учитывать следующее.

При двустороннем напоре вся область между двумя контурами питания разбивается на две зоны, в которых в данный момент времени направления течения жидкости между рядами скважин будут противоположны. Границей рядов, как правило, будет

какой-нибудь из внутренних рядов скважин с двусторонним притоком жидкости. Назовем такой ряд скважин потоко-раздельным.

Очевидно, что положение потокораздельного ряда скважин зависит от давлений на контурах и скважинах, а также от гидродинамических сопротивлений в данный момент времени. Последние вследствие перемещения контуров нефтеносности изменяются, в результате чего изменяется и положение потокоразделяющего ряда. Со временем этот ряд расположится рядом с последующим. В такой момент в полосе между этими двумя рядами течение прекратится вследствие того, что средние пластовые давления по линии этих рядов становятся равными.

Не зная истинного положения потокораздельного ряда, сначала принимают один из рядов предположительно в качестве такового. При этом для каждой из зон, расположенных по обе стороны от потокораздельного ряда для этого ряда, считая его как последующий, составляют систему уравнений. При составлении указанных двух систем уравнений необходимо учитывать, что дебит раздельного ряда складывается из двух составляющих, в общем случае не равных по величине ($Q' \neq Q''$). При этом внешнее сопротивление при течении к этому ряду в каждой зоне преодолевается лишь соответствующей составляющей дебита этого ряда в данной зоне, в то время как внутреннее сопротивление его — составляющей полного дебита ряда, т. е. суммой этих составляющих.

Число неизвестных значений дебитов, считая и составляющие раздельного ряда, окажется равным $(n + 1)$, где n — число рядов. Но при этом и число уравнений, в которые поток жидкости к раздельному ряду приближается дважды, будет равно $(n + 1)$. Таким образом, можно определить все дебиты.

Если положение раздельного ряда было принято неправильным, то результаты произведенного выше расчета позволят это сразу обнаружить. В таком случае одна из составляющих дебита этого ряда будет иметь отрицательное значение, что указывает на отсутствие притока со стороны соответствующей зоны.

Перемещая раздельный ряд в направлении зоны на соседний, давший отрицательную составляющую, а в случае необходимости еще дальше, вновь составляют и решают системы уравнений до тех пор, пока истинное положение ряда не будет окончательно установлено по положительному знаку обеих составляющих дебита. Только при истинном положении раздельного ряда обе составляющие его полного дебита могут одновременно быть положительными.

Изложенная методика определения истинного положения потокораздельного ряда исходит из вариационных принципов, согласно которым действительное течение в пласте примет такие геометрические формы, при которых суммарный дебит всех рядов будет наибольшим.

При изменении числа действующих рядов (вводе нового ряда или остановке вследствие обводнения) положение раздельного ряда может измениться, и его нужно определять изложенным способом заново.

§ 3. ДЕБИТ ЖИДКОСТИ, НЕФТИ И НЕФТЕОТДАЧА ДО И ПОСЛЕ ПРОРЫВА ВОДЫ В МНОГОРЯДНЫХ СИСТЕМАХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ РАЗЛИЧИЯ ВЯЗКОСТЕЙ И НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Было рассмотрено приближенное решение задач по определению дебитов жидкости и давлений в полосовой и круговой залежах нефти для идеализированных условий фильтрации однородной жидкости в однородном пласте без учета изменения фазовых проницаемостей в переходной зоне нефть — вода. При этом ряды скважин выключаются в момент появления в них воды. Более сложная задача установления дебита жидкости и нефти до и после прорыва воды для многорядной системы скважин при заданных забойных давлениях в эксплуатационных скважинах.

Ниже дан приближенный метод решения задачи. Вначале рассмотрим случай, когда все ряды скважин не выключаются вплоть до того момента, при котором фронт вытеснения нефти водой переместится за линию размещения последнего от контура питания ряда скважин.

Приведем решение задачи на примере разработки полосовой залежи тремя рядами эксплуатационных скважин (рис. IX.5). Сначала установим зависимость дебита жидкости залежи от положения фронта вытеснения $q = q(l_\phi)$, а затем, используя уравнение материального баланса, определим изменение дебита жидкости во времени $q = q(t)$. При решении задачи используем метод фильтрационных сопротивлений [10, 13]. До момента прорыва воды в первый ряд скважин ($L_1 \geq l_\phi \geq 0$) зависимость дебита жидкости каждого ряда, а следовательно, и залежи в целом от координаты l_ϕ находим решением системы уравнений:

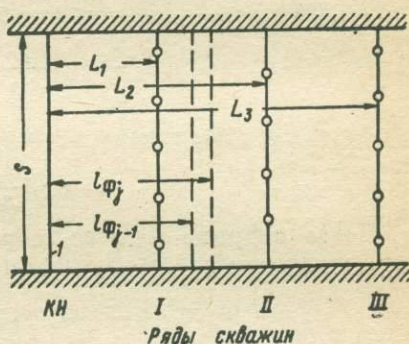


Рис. XI.5. Полосовая залежь нефти:

КН, КП — контур нефтеносности, совмещенный с контуром питания (при внутриконтурном заводнении). I, II, III — ряды скважин

$$S kh (p_k - p_{заб i}) = \sum_{i=1}^n q_i \{ \mu_n [l_0 + (l_\phi - l_0) \Omega_1] + \mu_n (L_1 - l_\phi) \} + \mu_n q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}} ;$$

$$Skh(p_{\text{заб } j-1} - p_{\text{заб } j}) = \sum_{i=j}^n q_i \mu_n (L_j - L_{j-1}) + \mu_n q_j \frac{\sigma_j}{\pi} \ln \frac{\sigma_j}{\pi r_{c j}} - \quad (\text{IX.18})$$

$$- \mu_n q_{j-1} \frac{\sigma_{j-1}}{\pi} \ln \frac{\sigma_{j-1}}{\pi r_{c j-1}}.$$

До момента прорыва воды во второй ряд скважин ($L_2 \geq l_\phi \geq L_1$) зависимость дебита от продвижения фронта для каждого ряда находим решением системы:

$$Skh(p_k - p_{\text{заб } 1}) = (q_1 + q_2 + q_3) \mu_n [l_0 + (L_1 - l_0) \Omega'_1] +$$

$$+ \mu_{cm} q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}};$$

$$Skh(p_{\text{заб } 1} - p_{\text{заб } 2}) = (q_2 + q_3) [(l_\phi - L_1) \Omega_2 \mu_n + \mu_n (L_2 - l_\phi)] +$$

$$+ \mu_n q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}} - \mu_{cm} q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}};$$

$$Skh(p_{\text{заб } 2} - p_{\text{заб } 3}) = \mu_n q_3 (L_3 - L_2) + \mu_n q_3 \frac{\sigma_3}{\pi} \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_{c3}} -$$

$$- \mu_n q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}}. \quad (\text{IX.19})$$

После прорыва воды во второй ряд скважин ($L_3 \geq l_\phi \geq L_2$) дебиты жидкости рядов определим из системы уравнений:

$$Skh(p_k - p_{\text{заб } 1}) = (q_1 + q_2 + q_3) \mu_0 [l_0 + (L_1 - l_0) \Omega'_1] +$$

$$+ \mu_{cm} q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}};$$

$$Skh(p_{\text{заб } 1} - p_{\text{заб } 2}) = (q_2 + q_3) \Omega'_2 \mu_n (L_2 - L_1) + \mu_{cm} q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}} -$$

$$- \mu_{cm} q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}; \quad (\text{IX.20})$$

$$Skh(p_{\text{заб } 2} - p_{\text{заб } 3}) = q_3 [(l_\phi - L_2) \Omega_3 \mu_n + \mu_n (L_3 - l_\phi)] +$$

$$+ \mu_n q_3 \frac{\sigma_3}{\pi} \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_{c3}} - \mu_{cm} q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}}.$$

После прорыва воды в третий ряд скважин дебиты жидкости рядов скважин определим из следующей системы уравнений:

$$Skh(p_k - p_{\text{заб } 1}) = (q_1 + q_2 + q_3) \mu_n [l_0 + (L_1 - l_0) \Omega'_1] +$$

$$+ \mu_{cm} q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}};$$

$$Skh(p_{\text{заб } 1} - p_{\text{заб } 2}) = (q_2 + q_3) \Omega'_2 (L_2 - L_1) \mu_n + \mu_{cm} q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}} -$$

$$- \mu_{cm} q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}; \quad (\text{IX.21})$$

$$Skh(p_{\text{заб } 2} - p_{\text{заб } 3}) = q_3 \mu_n \Omega'_3 (L_3 - L_2) + \mu_{cm} q_3 \frac{\sigma_3}{\pi} \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_{c3}} -$$

$$- \mu_{cm} q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}}.$$

Здесь S — ширина залежи; k — проницаемость; h — мощность пласта; p_c — забойное давление; q_i — дебит i -го ряда скважин; $i = j = 1, 2, 3, \dots, n$; n — число одновременно эксплуатирующихся рядов скважин в этапе, в нашем случае $n = 3$; L_1, L_2, L_3 — расстояние от контура питания до первого, второго и третьего рядов скважин; l_0 — расстояние от контура питания до начального контура нефтеносности; l_ϕ — расстояние от контура питания до фронта вытеснения нефти водой; μ_n и μ_v — вязкость воды и нефти соответственно; $\mu_{см}$ — фиктивная вязкость смеси нефти и воды, которую в первом приближении можно принять как среднеарифметическую или вычислить по формуле

$$\mu_{см} = \mu_v [1,7 + 8(z_{li} - z_{l_{i-1}}) + 25(z_{li} - z_{l_{i-1}})^2];$$

2σ — расстояние между скважинами в рядах; r_c — приведенный радиус скважины; Ω_i, Ω'_i — коэффициенты фильтрационного сопротивления в зоне водонефтяной смеси.

Согласно работе [10] в системе уравнений (IX.18) величину Ω_1 можно вычислить по формуле

$$\Omega_1 = 1,7 + 8z_\phi + 25z_\phi^2, \quad (IX.22)$$

где $z_\phi = \rho_{нф} - \rho_{он}$ — насыщенность подвижной нефтью на фронте вытеснения нефти водой; $\rho_{он}$ — насыщенность остаточной нефтью; $\rho_{нф}$ — полная нефтенасыщенность на фронте вытеснения. z_ϕ несложно определить по формуле

$$z_\phi^2 [1,5(1 - \rho_{св} - \rho_{он}) - z_\phi] = 0,01\mu_0. \quad (IX.23)$$

Здесь $\mu_0 = \mu_n / \mu_v$ — соотношение вязкостей; $\rho_{св}$ — насыщенность связанной водой.

Величины Ω'_i, Ω_i , входящие в систему уравнений (IX.19), (IX.20) и (IX.21), можно определить по формуле типа (IX.22) с учетом того, что распределение насыщенности в многорядной системе скважин на линии рядов претерпевает излом (рис. IX.6).

Примем, что зависимость насыщенности от координаты $s = s(l)$ после прорыва воды в i -й ряд скважин имеет такой же параболический характер, как и до прорыва воды в первый ряд. Вершина этой параболы будет перемещаться по линии размещения рядов скважин в зависимости от положения фронта вытеснения. Например, в момент прорыва воды в первый ряд скважин начало

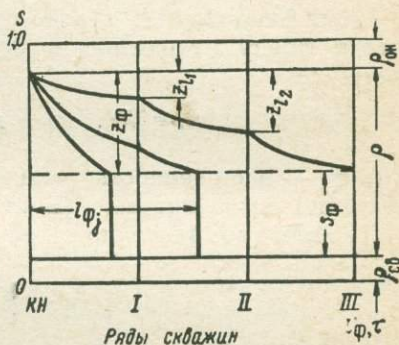


Рис. IX.6. Распределение насыщенностей по координате l или в безразмерном времени τ .

KH — контур нефтеносности. I, II, III — линии размещения рядов эксплуатационных скважин

координат будет в точке L_1, s_ϕ , а при бесконечно долгой промывке порового пространства между начальным положением фронта и первым рядом — в точке $L_1, s_{он}$. Учитывая сказанное, коэффициенты фильтрационного сопротивления в зоне водонефтяной смеси между i -м и $i-1$ -ым рядами, когда фронт находится между i -м и $i+1$ -ым рядами, можно определить по формуле

$$\Omega_i' = 1,7 + 8(z_{ii} - z_{i i+1}) + 25(z_{ii} - z_{i i-1})^2. \quad (IX.24)$$

Коэффициенты Ω_i в зоне смеси между i -м и $i-1$ -ым рядами, когда фронт находится между этими же рядами, находим по формуле

$$\Omega_i = 1,7 + 8(z_\phi - z_{i i-1}) + 25(z_\phi - z_{i i-1})^2, \quad (IX.25)$$

где z_{ii} — насыщенность подвижной нефтью на линии i -го ряда скважин после прорыва фронта вытеснения за эту линию.

То или иное значение z_{ii} определим из следующей зависимости:

$$z_{ii} = \sqrt{\frac{\mu_0 m V_i}{150 Q_i(t_j)}}, \quad (IX.26)$$

где V_i — объем пласта, заключенный между i -м и $i-1$ -ым рядами скважин; $Q_i(t_j)$ — суммарное количество жидкости, прошедшей через линию i -го ряда скважин; m — пористость.

Числовое значение $Q_i(t_j)$ определяем методом последовательных приближений. Другими словами, вместо $Q_i(t_j)$ в момент времени t_j берем Q_i в момент времени t_{j-1} , которое подставляем в формулу (IX.26).

Шаг передвижения фронта l_ϕ определяют в каждом отдельном случае с требуемой точностью динамики дебитов жидкости рядов скважин во времени.

Время передвижения фронта от положения $l_{\phi j-1}$ до $l_{\phi j}$ до прорыва воды в первый ряд определяют из зависимости:

$$t_j = mSh\delta \sum \frac{2}{\left(\sum_{i=1}^n q_i\right)_{j-1} + \left(\sum_{i=1}^n q_i\right)_j} (l_{\phi j} - l_{\phi j-1}), \quad (IX.27)$$

где δ — коэффициент использования пор до прорыва воды в первый ряд скважин, вычисляемый по формуле

$$\delta = 1 - s_{св} - s_{он} - \frac{2}{3} z_\phi. \quad (IX.28)$$

После прорыва воды в первый и последующие ряды скважин время перемещения фронта

$$t_j = t_{np i} + \Delta t_j. \quad (IX.29)$$

Здесь $t_{пр i}$ — время прорыва воды в i -й ряд скважин; Δt_j — время перемещения фронта вытеснения из ряда $j-1$ в i -тый.

$$\Delta t_j = \frac{2mSh(\delta_{ij}l_{\phi j} - l_{\phi j-1}\delta_{i j-1})}{\left(\sum_{\xi=i+1}^n q_i\right)_{j-1} + \left(\sum_{\xi=i+1}^n q_i\right)_j}, \quad (IX.30)$$

где i — номер ряда, в который прорывалась вода; δ_i — коэффициент использования пор на участке между $j-1$ и i -м рядами скважин, когда фронт вытеснения находится между этими же рядами скважин.

$$\delta_i = 1 - s_{св} - s_{он} - z_{l i-1} - \frac{2}{3}(z_{\phi} - z_{l i-1}), \quad (IX.31)$$

где $z_{l i-1}$ определяется по формуле (IX.26).

Зная время t_j и соответствующие ему дебиты q_j , можно построить зависимости изменения дебитов рядов скважин во времени и определить суммарное количество жидкости до и после прорыва воды в i -й ряд скважин при эксплуатации скважин всех рядов.

Одновременно с дебитами жидкости q_i из систем уравнений (IX.19)—(IX.21) определим дебиты нефти рядов эксплуатационных скважин. До прорыва воды в соответствующий ряд скважин дебит нефти равен дебиту жидкости ($q_{ni} = q_{ji}$). После прорыва воды следует определить долю нефти в потоке жидкости ряда, в который прорывалась вода, и $q_{ni} = q_{ji}n_n$. Долю нефти в потоке жидкости n_n , а следовательно, и воды $n_b = 1 - n_n$ в продукции каждого ряда определяют по формуле

$$n_n = \frac{q_n}{q_{ж}} = f(s) = \frac{50}{\mu_0} z_{li}^3, \quad (IX.32)$$

где $\mu_0 = \mu_n/\mu_b$; z_{li} — насыщенность пор подвижной нефтью на линии i -го ряда скважин после прорыва фронта вытеснения за эту линию, определяемая по формуле (IX.26). Сначала находят зависимость $z_{li} = z_{li} [Q_{ж}(t)]$ после прорыва воды, а следовательно, и долю нефти в потоке жидкости, как функцию суммарного количества прокачанной жидкости $n_n = f [Q_{ж}(t)]$ и $n_n = f(t)$. Затем, зная зависимости дебитов жидкости рядов скважин во времени $q_i(t)$ и $n_n = f(t)$, находят зависимости дебитов нефти этих рядов во времени. После прорыва воды в первый и последующий ряды скважин тот или иной ряд выключается при содержании того или иного процента воды в продукции скважин. Например, все ряды выключаются при обводненности продукции скважин до 90% ($n_n = 0,10$), а последний — до 98% ($n_n = 0,02$). После отключения первого ряда скважин дебиты жидкости второго и третьего рядов возрастут из-за уменьшения эффекта

интерференции скважин и будут определяться из системы уравнений:

$$Skh(p_k - p_{заб 2}) = (q'_2 + q'_3) \{ \mu_v [l_0 + (l_\phi - l_0) \Omega_2] + \mu_n (L_2 - l_\phi) \} + q'_2 \mu_n \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}}; \quad (IX.33)$$

$$Skh(p_{заб 2} - p_{заб 3}) = q'_3 \mu_n (L_3 - L_2) + q'_3 \mu_n \frac{\sigma_3}{\pi} \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_{c3}} - q'_2 \mu_n \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}}.$$

После отключения второго ряда дебит жидкости скважины третьего ряда определяют из уравнения:

$$Skh(p_k - p_{заб 3}) = q''_3 \{ \mu_v [l_0 + (l_\phi - l_0) \Omega_3] + \mu_n (L_3 - l_\phi) \} + q_3 \mu_n \frac{\sigma_3}{\pi} \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_{c3}}. \quad (IX.34)$$

Нефтеотдача определяется отношением суммарной добычи нефти во времени $Q_n(t)$ к геологическим запасам залежи нефти:

$$\eta(t) = \frac{Q_n(t)}{V_3}.$$

Таким образом определяют дебиты жидкости, нефти и нефтеотдачу до и после прорыва воды в многорядных системах скважин с учетом различия вязкостей и непоршневого вытеснения нефти водой в полосовой залежи.

Аналогично выполняются расчеты дебитов жидкости и нефти в круговой залежи с использованием систем уравнений, приведенных в § 2 настоящей главы.

§ 4. РАСЧЕТЫ ДЕБИТОВ ДО И ПОСЛЕ ПРОРЫВА ВОДЫ С УЧЕТОМ ГЕОМЕТРИИ ПЛАСТОВЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ. ПЛОЩАДНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

В. С. Орлов усовершенствовал методику гидродинамических расчетов вытеснения нефти водой в условиях однородного и неоднородного пластов с учетом геометрии пластовых фильтрационных потоков по схеме жестких трубок тока [9]. Предложенная методика позволяет проводить гидродинамические расчеты процесса вытеснения нефти водой с учетом изменения фазовых проницаемостей в переходной зоне нефть — вода как до прорыва воды в скважины при линейной, круговой многорядной системе их размещения, так и после него.

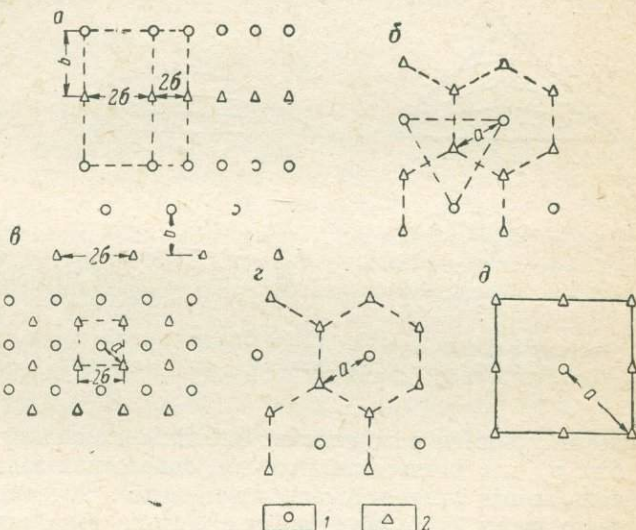
Расчеты с применением ЭВМ практически приводятся без особых затруднений.

Постановка задачи, метод ее решения и основные расчетные зависимости

Площадное заводнение применяют для разработки залежей с низким значением отношения коэффициентов подвижности $(k_v/\mu_v)/(k_n/\mu_n)$. Для получения большего эффекта скважины размещают по правильным геометрическим системам: линейной, четырех-, пяти-, семи- и девятиточечной (рис. IX.7).

Рис. IX.7. Системы размещения скважин.

а — линейная (прямая и шахматная);
б — четырехточечная;
в — пятиточечная;
г — семиточечная;
д — девятиточечная; скважины: 1 — эксплуатационная; 2 — нагнетательная



Линейную систему заводнения можно представить в двух видах: первый — расстояние между скважинами в ряду 2σ не соответствует расстоянию между рядами $L_{\text{лн}}$ и второй — расстояние между скважинами равно расстоянию между рядами $2\sigma = L_{\text{лн}}$.

Разное расположение скважин приводит к различной степени охвата площади процессом заводнения.

Наиболее полно вопросы разработки залежей при площадном заводнении освещены М. Маскетом, Ю. П. Борисовым, В. С. Орловым.

Формулы М. Маскета для расчета дебита жидкости при различных системах площадного заводнения получены для однородных по проницаемости пластов с одинаковой вязкостью вытесняемой и вытесняющей жидкостей и поршневым процессом вытеснения.

В последующих работах процесс площадного заводнения исследовался различными авторами путем аналитических расчетов и потенциометрическим моделированием, а также на физических моделях с применением рентгенокопии. При таких исследованиях анализировалось влияние соотношения коэффициентов

подвижностей на характер процесса площадного заводнения в условиях поршневого вытеснения нефти рабочим агентом.

В. С. Орловым получены приближенные, но достаточно точные зависимости для расчета дебита жидкости при площадном заводнении. Ниже излагается предложенный им метод расчетов этого процесса. С этой целью выделен элемент системы площадного заводнения в однородном по проницаемости пласте, имеющим постоянную мощность. Вязкости вытесняющей воды и вытесняемой

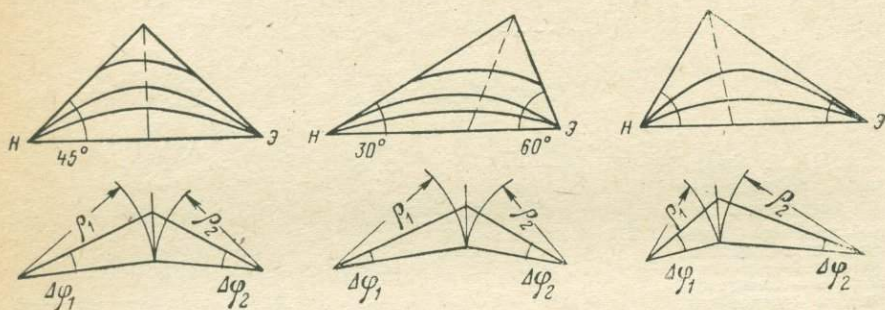


Рис. IX.8. Схемы линий токов.

Системы: а — пятиточечная; б — четырехточечная; в — семиточечная

нефти приняты различными. Забойные давления в эксплуатационных $p_{сз}$ и в нагнетательных $p_{сн}$ скважинах заданы постоянными, поле линии токов принято неизменным. Течение жидкости схематизировано, т. е. фактические линии тока жидкости заменены ломаными (рис. IX.8). При схематизации сохранен принцип равенства объемов фактических и схематизированных трубок тока. В таком случае реальная трубка тока сложного потока заменена плоскорадимальной, радиус которой находится из условия равенства объемов реальной и схематизированной трубки тока. Ввиду симметричности фильтрационного потока рассмотрена только часть элемента системы заводнения.

Для получения зависимости дебита жидкости, нефти, воды и коэффициента охвата площади процессом заводнения во времени до прорыва воды в эксплуатационные скважины и после него с учетом изменения фазовых проницаемостей в переходной зоне нефть — вода:

- 1) рассматривают фильтрационное сопротивление трубки тока как функцию суммарного количества проникшей в пласт по данной трубке жидкости $Q_{ж}$ и координаты $R_{\phi} - \omega_{\tau} = \omega_{\tau}(Q_{ж}, R_{\phi})$;
- 2) с учетом известных величин (перепада давления и параметров пласта) определяют дебит трубки тока в зависимости от суммарного количества прокачанной по ней жидкости:

$$q_{\tau}(Q_{ж}) = \frac{kh(p_{сн} - p_{сз})}{\omega_{\tau}(Q_{ж})}; \quad (IX.35)$$

3) строят зависимость дебита жидкости трубки тока во времени с учетом $q_{ж} (Q_{ж}) = dQ_{ж}/dt$ путем численного дифференцирования $q_{ж} = q_{жт} (Q_{ж})$:

$$q_{жт} = q_{жт} (t);$$

4) определяют зависимость дебита жидкости во времени по элементу заводнения в целом, суммируя дебит жидкости по всем трубкам тока;

5) определяют долю нефти в потоке жидкости каждой трубки тока по формуле

$$\theta_{н} = \frac{q_{нн}}{q_{жт}} = f(S_{н}) = \frac{50}{\mu_0} z^3.$$

Сначала находят зависимость $z = z(Q_{ж})$ после прорыва воды, а следовательно, и долю нефти в потоке жидкости как функцию суммарного количества прокачанной жидкости $Q_{н} = q_{нт}/q_{жт} = f(Q_{ж})$. Затем эту зависимость перестраивают в координатах $Q_{нт} = Q_{нт}(t)$. Учитывая, что $dt = dQ_{ж}/q(Q_{ж})$, строят результирующую кривую по элементу в целом.

6. Строят зависимость доли воды в потоке жидкости, исходя из соотношения $\theta_{в} = 1 - \theta_{н}$.

По мере перемещения фронта вытеснения нефти водой фильтрационное сопротивление трубки тока изменяется во времени вследствие различия вязкостей нефти и воды и изменения фазовых проницаемостей в переходной зоне в зависимости от объема прокачанной воды.

Если фронт вытеснения находится в первой области трубки тока ($r_{сн} \leq R_{ф} < \rho_1$), то ее фильтрационное сопротивление

$$\omega_1 = \frac{1}{\Delta\varphi_1} \left[\Omega_1(Q_{ж}, R_{ф}) + \mu_{н} \ln \frac{\rho_1}{\rho_{ж}} + \frac{\mu_{н}}{\alpha} \ln \frac{\rho_1}{\alpha r_{сэ}} \right], \quad (IX.36)$$

где $\Delta\varphi_1$ — угол между линиями тока у нагнетательной скважины; ρ_1 — радиус первой области трубки тока; $\Omega_1(Q_{ж}, R_{ф})$ — фильтрационное сопротивление в зоне смеси вода — нефть в пределах первой области (функция положения фронта и суммарного количества прокачанной жидкости); $Q_{ж}$ — суммарное количество прокачанной через трубку тока жидкости; $R_{ф}$ — радиус текущего положения фронта вытеснения; $\alpha = \Delta\varphi_2/\Delta\varphi_1$ — отношение между углами второй и первой областей трубки тока.

Если фронт вытеснения находится во второй области, полное фильтрационное сопротивление трубки тока

$$\omega_2 = \frac{1}{\Delta\varphi_1} \left\{ \Omega_1(Q_{ж})_{R_{ф}=\rho_1} + \frac{1}{\alpha} \left[\Omega_2(Q_{ж}, R'_{ф}) + \mu_{н} \ln \frac{R_{ф}}{r_{сэ}} \right] \right\}, \quad (IX.37)$$

где $R'_{ф}$ — радиус фронта вытеснения, когда он находится во второй области трубки тока.

После прорыва воды в эксплуатационную скважину фильтрационное сопротивление трубки тока будет функцией только объема прокачанной через нее жидкости:

$$\omega_{\text{пр}} = \frac{i}{\Delta\varphi_1} \left[\Omega_1(Q_{\text{ж}})_{R_{\phi}=\rho_1} + \frac{1}{\alpha} \Omega_2(Q_{\text{ж}})_{R_{\phi}=r_{\text{сэ}}} \right]. \quad (\text{IX.38})$$

Определим фильтрационные сопротивления в зоне водонефтяной смеси:

$$\begin{aligned} & \Omega_1(Q_{\text{ж}}, R_{\phi}), \quad \Omega_2(Q_{\text{ж}}, R'_{\phi}), \\ & \Omega_1(Q_{\text{ж}})_{R_{\phi}=\rho_1}, \quad \Omega_2(Q_{\text{ж}})_{R_{\phi}=r_{\text{сэ}}}. \end{aligned}$$

В соответствии с работой [8] z определяют по зависимости:

$$z = \sqrt{\frac{m_3\mu_0 V}{150Q_{\text{ж}}(t)}}, \quad Q_{\text{ж}}(t) = \int_0^t q_{\text{ж}}(t) dt,$$

где $q_{\text{ж}}(t)$ — дебит жидкости.

Учитывая геометрическую характеристику выделенной трубки тока, можно получить зависимость насыщенности порового пространства подвижной нефтью от суммарного количества прокачанной жидкости и координаты для первой и второй областей трубки тока.

Для первой области (у нагнетательной скважины), когда $r_{\text{сн}} < R_{\phi} < \rho_1$,

$$z = \sqrt{\frac{m_3\mu_0}{150Q_{\text{ж}}}} \sqrt{\frac{R_{\phi}^2 h}{2} \Delta\varphi_1 = A(Q_{\text{ж}}) R_{\phi}}, \quad (\text{IX.39})$$

где

$$A(Q_{\text{ж}}) = \sqrt{\frac{m_3\mu_0 \Delta\varphi_1 h}{300Q_{\text{ж}}}}.$$

Если водонефтяной контакт находится во второй области ($\rho_2 > R_{\phi} > r_{\text{сэ}}$),

$$\begin{aligned} z_2 &= \sqrt{\frac{m_3\mu_0 h}{150Q_{\text{ж}}}} \sqrt{\frac{\rho_1^2}{2} \Delta\varphi_1 + \frac{\rho_2^2 - \rho_{\phi}^2}{2} \Delta\varphi_2 =} \\ &= A(Q_{\text{ж}}) = \sqrt{\rho_1^2 + \alpha(\rho_2^2 - \rho_{\phi}^2)}. \end{aligned} \quad (\text{IX.40})$$

После прорыва воды в эксплуатационные скважины насыщенность порового пространства подвижной нефтью определяют по формуле (X.40). При этом полагают, что $R_{\phi} = r_{\text{сн}}$.

Фильтрационное сопротивление в переходной зоне для плоско-радиального потока в первой области трубки тока

$$\Omega_1 = \mu_{\text{в}} \int_{r_{\text{с}}}^{R_{\phi}} (1,7 + 12z + 50z^2) \frac{dr}{r}. \quad (\text{IX.41})$$

Подставляя значение z из формулы (IX.39) в (IX.41), после интегрирования получим:

$$\Omega_1(R_\phi, Q_{ж}) = \mu_B \left\{ 1,7 \ln \frac{R_\phi}{r_{сн}} + 12A (Q_{ж}) (R_\phi - r_{сн}) + 25A^2 (Q_{ж}) (R_\phi^2 - r_{сн}^2) \right\}.$$

Во второй области трубки тока ($\rho_2 > R'_\phi > r_{сэ}$)

$$\Omega_2(R'_\phi, Q_{ж}) = \mu_B \int_{R_\phi}^{\rho_2} (1,7 + 12z + 50z^2) \frac{dr}{r}. \quad (\text{IX.42})$$

После подстановки z из (IX.39) в (IX.42) и последующего интегрирования

$$\begin{aligned} \Omega_2 = \mu_B \left\{ 1,7 \ln \frac{\rho_2}{R_\phi} + 12A (Q_{ж}) \left[\sqrt{\frac{\rho_1^2 + \alpha \rho_2^2}{\alpha}} - \sqrt{\frac{\rho_1^2 + \alpha \rho_2^2}{\alpha} - (R'_\phi)^2} + \right. \right. \\ \left. \left. + \sqrt{\frac{\rho_1^2 - \alpha \rho_2^2}{\alpha}} \ln \frac{\sqrt{\frac{\rho_1^2 + \alpha \rho_2^2}{\alpha}} + \sqrt{\frac{\rho_1^2 + \alpha \rho_2^2}{\alpha} + (R'_\phi)^2} \rho_2^2}{R'_\phi \left(\sqrt{\frac{\rho_1^2 + \alpha \rho_2^2}{\alpha}} + \sqrt{\frac{\rho_1^2 + \alpha \rho_2^2}{\alpha} + \rho_2} \right)} \right] + \right. \\ \left. + 50A^2 (Q_{ж}) \left[(\rho_1^2 + \alpha \rho_2^2) \ln \frac{\rho_2}{R'_\phi} - \alpha \frac{\rho_2 - (R'_\phi)^2}{2} \right] \right\}. \quad (\text{IX.43}) \end{aligned}$$

В это же время фильтрационное сопротивление в первой области трубки тока

$$\begin{aligned} \Omega_1(Q_{ж})_{R_\phi = \rho_1} = \mu_B \left[1,7 \ln \frac{\rho_1}{r_{сн}} + 12A (Q_{ж}) (\rho_1 - r_{сн}) + \right. \\ \left. + 25A^2 (Q_{ж}) (\rho_1^2 - r_{сн}^2) \right]. \end{aligned}$$

После прорыва воды в эксплуатационную скважину фильтрационное сопротивление во второй области находят по уравнению (IX.43) при $R_\phi > r_{сэ}$.

Зная значения фильтрационных сопротивлений, определяют зависимость дебита жидкости каждой трубки тока от координаты и суммарного количества прокачанной через нее жидкости. Так, дебит жидкости в первой области ($r_{сн} < R_\phi < \rho_1$):

$$q_{ж \text{ тр}}(Q_{ж}, R_\phi) = \frac{kh(p_{сн} - p_{сэ})}{\omega_1(Q_{ж}, R_\phi)},$$

где $p_{сн}$ и $p_{сэ}$ — давления на забоях нагнетательной и эксплуатационной скважин.

Во второй области ($r_{сэ} < R_{\phi} < \rho_2$)

$$q_{ж\ тр} (Q_{ж}, R'_{\phi}) = \frac{kh (p_{сн} - p_{сэ})}{\omega_2 (Q_{ж}, R'_{\phi})}$$

В момент прорыва воды в эксплуатационную скважину и после него

$$q_{пр\ ж\ тр} (Q_{ж}) = \frac{kh (p_{сн} - p_{сэ})}{\omega_{пр} (Q_{ж})}$$

где $\omega_1 (Q_{ж}, R_{\phi})$, $\omega_2 (Q_{ж}, R_{\phi})$, $\omega_{пр} (Q_{ж})$ вычисляются по формулам (IX.36), (IX.37) и (IX.38).

Построив зависимость дебита каждой трубки тока от суммарного количества прокачанной через нее жидкости $q_{тр} = q_{тр} (Q_{ж})$, при $dt = dQ_{ж} / q_{жт} (Q_{ж})$ найдем зависимость дебита каждой трубки тока во времени $q_{тж} = q_{тж} (t)$.

Суммируя дебит жидкости по всем трубкам тока, получают зависимость дебита жидкости во времени для элемента заводнения в целом до прорыва воды в эксплуатационные скважины и после него.

Поршневое вытеснение без учета изменения фазовых проницаемостей

Поршневое вытеснение характерно для вытеснения нефти взаиморастворимыми жидкостями и газом высокого давления.

Процесс вытеснения нефти из пласта газом высокого давления основывается на способности газа и нефти образовывать между собой переходную зону, содержащую смешивающиеся жидкости. Смешиваемость вытесняющего агента и нефти достигается применением для нагнетания газа определенного состава при необходимом давлении (35 МПа и выше). После достижения определенного характерного для каждой системы давления достигается наивысшая эффективность процесса. По данным американских исследований в этом случае нефть полностью вытесняется рабочим агентом, а фазовые проницаемости в зонах пород и за фронтом вытеснения соответствуют абсолютным проницаемостям.

Рассмотрим схему, при которой с начала и до конца процесса нефть вытесняется рабочим агентом постоянной вязкости (вытеснение нефти оторочкой растворителя, закачка газа высокого давления с последующим ее вытеснением водой). Допустим, имеется трубка тока элемента пяти-, семи или четырехточечной системы площадной закачки рабочего агента. Заданы забойные давления в нагнетательной и эксплуатационных скважинах.

Процесс вытеснения принят поршневым, нефть вытесняется полностью. Фазовые проницаемости равны абсолютной проницаемости породы k . Пласт однороден по мощности и проницаемости. Требуется найти зависимость дебита жидкости нефти и вытесняющего агента в зависимости от времени.

Поставленная задача решается в следующей последовательности.

1. Находятся фильтрационные сопротивления каждой трубки тока как функции фронта вытеснения.

В первой области трубки тока:

$$\omega_1(R_\Phi) = \frac{1}{\Delta\varphi_1 k} \left(\mu_n \ln \frac{R_\Phi}{r_{сн}} + \mu_n \ln \frac{\rho_1}{R_\Phi} \right) + \frac{\mu_n}{\Delta\varphi_2 k} \ln \frac{\rho_2}{r_{сэ}}. \quad (IX.44)$$

Во второй области трубки тока:

$$\omega_2(R'_\Phi) = \frac{\mu_n}{\Delta\varphi_1 k} \ln \frac{\rho_1}{r_{сн}} + \frac{\mu_n}{\Delta\varphi_2 k} \ln \frac{\rho_2}{R'_\Phi} + \frac{\mu_n}{\Delta\varphi_2 k} \ln \frac{R'_\Phi}{r_{сэ}}. \quad (IX.45)$$

В момент прорыва фильтрационное сопротивление вычисляется по формуле (IX.45) при $R_\Phi = r_{сэ}$.

2. Находится параметрическая зависимость дебита жидкости по каждой трубке тока как функция положения фронта вытеснения для первой и второй областей

$$q_{ж\text{ ср}}(R_\Phi) = \frac{h \Delta p}{\omega_1(R_\Phi)}; \quad q_{ж\text{ ср}}(R'_\Phi) = \frac{h \Delta p}{\omega_2(R'_\Phi)},$$

где $\omega_1(R_\Phi)$; $\omega_2(R'_\Phi)$ вычисляются по формулам (IX.44) и (IX.45).

3. Исходя из условия материального баланса по жидкости, находится параметрическая зависимость времени от положения фронта вытеснения $t = t(R_\Phi)$ по следующим формулам.

В первой области трубки тока:

$$t(R_\Phi) = \frac{\Delta\varphi_1}{2} m_э h \delta \sum_{i=1}^n \frac{2}{q_{ж}(R_\Phi(t-1)) + q_{ж}(R_\Phi i)} (R_\Phi^2 i - R_\Phi^2(t-1)). \quad (IX.46)$$

Во второй области трубки тока:

$$t(R_\Phi) = \frac{\Delta\varphi_1}{2} m_э h \delta \sum_{i=1}^n \frac{2}{q_{ж}(R'_\Phi(t-1)) + q_{ж}(R_\Phi i)} \times \\ \times (R_\Phi^2(t-1) - R_\Phi^2 i) + t(R_\Phi - \rho_1). \quad (IX.47)$$

4. С учетом параметрических зависимостей $q_{ж\text{ тр}} = q_{ж\text{ ср}}(R_\Phi, R'_\Phi)$ и $t = t(R_\Phi, R'_\Phi)$ находится зависимость дебита жидкости по каждой трубке тока во времени.

5. По зависимостям дебитов жидкости каждой трубки тока во времени с учетом мгновенного прорыва вытесняющего агента по отдельным трубкам в эксплуатационные скважины находятся зависимости дебита жидкости, нефти и вытесняющего агента от времени для элемента системы площадной закачки агента в целом.

**Поршневое вытеснение нефти рабочим агентом
с учетом скачкообразного изменения насыщенности
в зоне вытеснения**

В этом случае для расчетов фильтрационных сопротивлений получено соотношение подвижностей вытесняемой и вытесняющей жидкостей и фильтрационных сопротивлений в виде:

$$M = \frac{k_B/\mu_B}{k_H/\mu_H} = \frac{k_B\mu_H}{k_H\mu_B}. \quad (\text{IX.48})$$

Фильтрационные сопротивления для первой области трубки тока:

$$\omega_1(R_\Phi) = \frac{1}{\Delta\varphi_1} \left[\frac{\mu_B}{k_1} \ln \frac{R_\Phi}{r_{сн}} + \frac{\mu_H}{k_2} \ln \frac{\rho_1}{R_\Phi} + \frac{1}{2} \frac{\mu_H}{k_2} \ln \frac{\rho_1}{\alpha r_{сэ}} \right]. \quad (\text{IX.49})$$

После некоторых преобразований получим

$$\omega_1(R_\Phi) = \frac{1}{\Delta\varphi_1} \frac{\mu_B}{k_1} \left[\ln \frac{R_\Phi}{r_{сн}} + M \left(\ln \frac{\rho_1}{R_\Phi} + \frac{1}{\alpha} \ln \frac{\rho_1}{r_{сэ}} \right) \right]. \quad (\text{IX.50})$$

Для второй области трубки тока:

$$\omega_2(R'_\Phi) = \frac{1}{\Delta\varphi_1} \frac{\mu_B}{k_1} \ln \frac{\rho_1}{r_{сн}} + \frac{1}{\Delta\varphi_2} \frac{\mu_B}{k_1} \ln \frac{\rho_2}{R'_\Phi} + \frac{\mu_H}{\Delta\varphi_2 k_2} \ln \frac{R'_\Phi}{r_{сэ}}. \quad (\text{IX.51})$$

В результате преобразований имеем:

$$\omega_2(R_\Phi) = \frac{\mu_B}{\Delta\varphi_1 k_1} \left[\ln \frac{\rho_1}{r_{сн}} + \frac{1}{\alpha} \left(\ln \frac{\rho_2}{R'_\Phi} + M \ln \frac{R'_\Phi}{r_{сэ}} \right) \right]. \quad (\text{IX.52})$$

В момент прорыва фильтрационное сопротивление вычисляется по уравнению (IX.50) при $R_\Phi = r_{сэ}$.

Г л а в а X

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ НАГНЕТАНИИ ВОДЫ И ГАЗА В ПЛАСТ

§ 1. УСЛОВИЯ НАГНЕТАНИЯ ВОДЫ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

При проектировании процесса поддержания давления (с применением законтурного или внутриконтурного заводнения) определяют:

- 1) расположение нагнетательных скважин;
- 2) число нагнетательных скважин, их приемистость;
- 3) давление нагнетания;
- 4) количество нагнетаемой воды.

Расположение нагнетательных скважин при законтурном заводнении во многом зависит от степени разведанности залежи.

Чем больше данных по залежи, чем круче пласт, тем ближе к контуру можно наметить линию нагнетания. Схема размещения нагнетательных скважин также зависит от предполагаемого расстояния между нагнетательными скважинами, от расстояния между внешним и внутренним контурами нефтеносности и от соотношения вязкости нефти и воды (чем больше расстояние от линии нагнетания до зоны эксплуатации, чем больше расстояние между внутренним и внешним контуром нефтеносности, наконец, чем больше соотношение вязкостей, тем реже можно разместить нагнетательные скважины).

Выбор расстояния от контура нефтеносности до линии нагнетания во многом зависит от проницаемости пласта. Так, для песчаников с хорошей фациальной характеристикой, с проницаемостью 0,6—0,8 мкм² расстояние между нагнетательными и эксплуатационными скважинами можно принять равным 1—1,2 км, для песчаников с проницаемостью 0,2—0,6 мкм² это расстояние не должно превышать 0,8—1 км. Для коллекторов с плохой фациальной характеристикой с проницаемостью от 0,15 до 0,4 мкм² расстояние между нагнетательными и эксплуатационными скважинами должно быть 500—600 м.

При всех условиях в процессе поддержания пластового давления необходимо обеспечить равномерное перемещение водонефтяного контакта по всей залежи, максимальный охват пласта заводнением, а следовательно, и максимальную конечную нефтеотдачу.

Внутриконтурные нагнетательные скважины следует преимущественно располагать в местах пониженного залегания подошвы пласта, где возможно локальное скопление нефти. Кроме того, профиль нагнетания для обеспечения высокой приемистости скважин должен проходить по участкам с хорошей продуктивностью.

Исследования ВНИИ показали, что в однородном пласте контур нефтеносности будет перемещаться практически параллельно самому себе, если удовлетворится условие

$$L_{\text{нм}} \geq 0,1 \cdot 2\sigma_{\text{н}} \left(\frac{2\sigma_{\text{н}}}{L_{\text{нн}} + L_{\text{лн}}} + 3,3 \right), \quad (\text{X.1})$$

где $L_{\text{нн}}$ — расстояние от линии нагнетания до контура нефтеносности в м; $L_{\text{лн}}$ — расстояние между линией нагнетания и линией расположения скважин внешнего эксплуатационного ряда в м; $2\sigma_{\text{н}}$ — расстояние между нагнетательными скважинами в м.

Законтурное заводнение

При нагнетании воды в законтурную область давление на линии нагнетания может быть больше, равно или меньше начального пластового

$$p_{\text{лн}} \geq p_0. \quad (\text{X.2})$$

Если давление на линии нагнетания равно начальному пластовому (среднее давление по линии нагнетания $\bar{p}_{\text{лн}} = p_0$), то

влияние внешней области полностью изолируется и залежь эксплуатируется за счет энергии нагнетания воды. В таком случае закачиваемая в нагнетательные скважины вода полностью используется для вытеснения нефти. Поэтому, пренебрегая упругими свойствами жидкости и породы, можно считать, что суммарный дебит нагнетательных скважин равен суммарному дебиту эксплуатационных, т. е.

$$Q_{\text{нв}} = \sum_{i=1}^N Q_i, \quad (\text{X.3})$$

где Q_i — дебит скважин i -го ряда; N — число рядов эксплуатационных скважин.

Если давление на линии нагнетания выше начального пластового ($\bar{p}_{\text{лн}} > p_0$), то часть закачиваемой воды будет уходить во внешнюю область. Тогда

$$Q_{\text{нв}} > \sum_{i=1}^N Q_i. \quad (\text{X.4})$$

Очевидно, чем выше давление нагнетания, тем больше потери воды, закачиваемой в пласт.

И, наконец, если давление на линии нагнетания меньше первоначального давления в пласте ($\bar{p}_{\text{лн}} < p_0$), то будет наблюдаться приток жидкости из внешней области. В этом случае

$$Q_{\text{нв}} < \sum_{i=1}^n Q_i. \quad (\text{X.5})$$

Когда $\bar{p}_{\text{лн}} = p_0$ и $Q_{\text{нв}} = \sum_{i=1}^N Q_i$, дебиты скважин или давления в них можно определить по формулам водонапорного режима, причем за контур питания следует принять линию нагнетания.

Например, при одностороннем воздействии на полосовую залежь, разрабатываемую тремя эксплуатационными и одним нагнетательным рядами, система уравнений для определения дебитов и давлений имеет вид:

$$\begin{aligned} \bar{p}_{\text{лн}} - p_1 &= \left(\sum_{i=1}^{N-3} Q_i \right) \Omega_1 + Q_1 \omega_1, \\ p_1 - p_2 &= -Q_1 \omega_1 + \left(\sum_{i=2}^{N-3} Q_i \right) \Omega_2 + Q_2 \omega_2, \\ p_2 - p_3 &= -Q_2 \omega_2 + Q_3 (\Omega_3 + \omega_3). \end{aligned} \quad (\text{X.6})$$

Здесь p_1, p_2, p_3 — давления на забое эксплуатационных скважин; Q_1, Q_2, Q_3 — дебиты эксплуатационных рядов; $\Omega_i = \mu_{\text{ж}} L_i / B_3 k h$ — внешнее сопротивление между линией нагнетания и первым эксплуатационным рядом ($L_i = L_{\text{лн}}$), между первым и вторым

($L_i = L_2$), вторым и третьим эксплуатационными рядами ($L_i = L_3$);

$$\omega_i = \frac{\sigma_i \mu_{ж}}{\pi B_3 k h} \ln \frac{\sigma_i}{\pi r_i} -$$

внутреннее сопротивление в призабойной зоне скважин эксплуатационного ряда ($i = 1, 2, 3$); B_3 — длина залежи в м.

Объем нагнетаемой воды в пласт можно определить из уравнения материального баланса (X.3).

Дебиты эксплуатационных рядов Q_i , объем нагнетаемой в пласт воды $Q_{нв}$ и количество воды, уходящей за линию нагнетания Q_y , можно определить из системы

$$\begin{aligned} Q_{нв} &= Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_y, \\ p_H - p_1 &= Q_{нв} \omega_H + (Q_1 + Q_2 + Q_3) \Omega_1 + Q_1 \omega_1, \\ p_1 - p_2 &= -Q_1 \omega_1 + (Q_2 + Q_3) \Omega_2 + Q_2 \omega_2, \\ p_2 - p_3 &= -Q_2 \omega_2 + Q_3 (\Omega_3 + \omega_3), \\ p_H - p_K &= Q_{нв} \omega_H + Q_y L_y(t). \end{aligned} \quad (X.7)$$

Здесь p_H — давление на забое нагнетательной скважины:

$$\omega_H = \frac{\sigma_H \mu_{ж}}{\pi B_3 k h} \xi_H \ln \frac{\sigma_H}{\pi r_H} -$$

внутреннее сопротивление в призабойной зоне скважин нагнетательного ряда; ξ_H — коэффициент, учитывающий загрязнение призабойной зоны нагнетательных скважин ($\xi_H \geq 2$)¹; L_y — условный контур питания.

Условный контур питания можно определить по формуле

$$L_y = 2 \sqrt{\kappa t}, \quad (X.8)$$

где κ — коэффициент пьезопроводности пласта; t — время, в течение которого упругие свойства пласта и жидкости еще не успели распространиться за контур L_y .

Для круговой залежи значения внешних сопротивлений будут:

$$\begin{aligned} \Omega_1 &= \frac{\mu_{ж}}{2\pi k h} \ln \frac{R_H}{R_1}; \\ \Omega_2 &= \frac{\mu_{ж}}{2\pi k h} \ln \frac{R_1}{R_2}; \\ \Omega_3 &= \frac{\sigma_{ж}}{2\pi k h} \ln \frac{R_2}{R_3}. \end{aligned}$$

Если количество нагнетаемой воды превышает отобранное, то положение условного контура питания R_y для каждого момента

¹ Коэффициент ξ_H определяют по данным закачки воды, а при составлении предварительной технологической схемы по аналогии с данными о закачке воды по другим месторождениям.

времени при постоянной утечке можно определить из формулы

$$t = \frac{R_H^2}{4\kappa} \left[\left(\frac{R_y}{R_H} \right)^2 - 1 - 2 \ln \frac{R_y}{R_H} \right], \quad (X.9)$$

а при постоянном давлении на линии нагнетания ($\bar{p}_{лн} > p_k$) — из формулы

$$t = \frac{R_H^2}{4\kappa} \left[\left(\frac{R_y}{R_H} \right)^2 - 1 - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2^n \left(\ln \frac{R_y}{R_H} \right)^n}{nn!} \right]. \quad (X.10)$$

Внутриконтурное заводнение

Для определения дебита эксплуатационных и нагнетательных рядов скважин при внутриконтурном заводнении удобнее составлять систему уравнений по аналогии с первым законом Кирхгофа, поскольку заранее неизвестны направление и количество жидкости, зависящие от схемы размещения скважин и от заданных забойных давлений.

Например, для полосовой залежи, где размещены два нагнетательных ряда и четыре эксплуатационных, при условии равенства отобранных и закачанных объемов жидкости систему уравнений для определения дебитов эксплуатационных Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 и нагнетательных $Q_{н1}$ и $Q_{н2}$ рядов можно представить в виде

$$\begin{aligned} \frac{\bar{p}_{н1} - \bar{p}_1}{\omega_{н1} + \Omega_1} + \frac{\bar{p}_1 - \bar{p}_1}{\omega_1} + \frac{\bar{p}_2 - \bar{p}_1}{\Omega_2} &= 0, \\ \frac{\bar{p}_1 - \bar{p}_2}{\Omega_2} + \frac{\bar{p}_2 - \bar{p}_2}{\omega_2} + \frac{\bar{p}_3 - \bar{p}_2}{\Omega_3} &= 0, \end{aligned} \quad (X.11)$$

$$\begin{aligned} \frac{\bar{p}_2 - \bar{p}_3}{\Omega_3} + \frac{\bar{p}_3 - \bar{p}_3}{\omega_3} + \frac{\bar{p}_4 - \bar{p}_3}{\Omega_4} &= 0, \\ \frac{\bar{p}_3 - \bar{p}_4}{\Omega_4} + \frac{\bar{p}_4 - \bar{p}_4}{\omega_4} + \frac{\bar{p}_4 - \bar{p}_{н2}}{\omega_{н2} + \Omega_5} &= 0. \end{aligned}$$

Здесь $\bar{p}_{н1}$ и $\bar{p}_{н2}$ — давления на забое нагнетательных скважин; $\bar{p}_1, \bar{p}_2, \bar{p}_3, \bar{p}_4$ — давления на забое эксплуатационных скважин; $\bar{p}_H, \bar{p}_{H2}, \bar{p}_1, \bar{p}_2, \bar{p}_3, \bar{p}_4$ — средние давления на линиях нагнетательных и эксплуатационных рядов.

Внешнее сопротивление потоку

$$\Omega_i = \frac{\mu_{ж} L_i}{B_3 k h} \cdot \quad (X.12)$$

$$(i = 1, 2, 3, 4, 5)$$

Внутреннее сопротивление потоку

$$\omega_{ni} = \frac{\mu_{ж}}{B_3 kh} \varepsilon_n \frac{\sigma_{ni}}{\pi} \ln \frac{\sigma_{ni}}{\pi r_{ni}},$$

$$(i=1, 2)$$

$$\omega_i = \frac{\mu_{ж}}{B_3 kh} \frac{\sigma_i}{\pi} \ln \frac{\sigma_i}{\pi r_i}. \quad (X.13)$$

$$(i=1, 2, 3, 4)$$

Из системы уравнений (X.11) можно определить средние давления $\bar{p}_1, \bar{p}_2, \bar{p}_3$ и \bar{p}_{n2} на линии рядов, а затем дебиты рядов скважин

$$\frac{\bar{p}_1 - p_1}{\omega_1} = Q_1; \quad \frac{\bar{p}_2 - p_2}{\omega_2} = Q_2; \quad \frac{\bar{p}_3 - p_3}{\omega_3} = Q_3;$$

$$\frac{p_{n2} - p_4}{\omega_5 + \omega_4} = Q_4; \quad \frac{p_{n2} - \bar{p}_{n2}}{\omega_{n2}} = Q_{n1}; \quad (X.14)$$

$$Q_{ni} = \sum_{i=1}^4 Q_i - Q_{n2}.$$

При учете изменения фильтрационных сопротивлений в зоне замещения нефти водой при внутриконтурном заводнении можно считать, что вначале вокруг каждой скважины образуется круговая зона с радиусом R_ϕ и нефтенасыщенностью $z_\phi + s_{oc}$, где z_ϕ — насыщенность пор пласта подвижной нефтью; s_{oc} — остаточная нефтенасыщенность при бесконечно долгой промывке забоя скважины.

Зависимость дебита скважин от перепада давления $p_n - p$, между нагнетательными и эксплуатационными скважинами определится следующим образом:

$$\frac{2\pi kh (p_n - p_s)}{\mu_B q} = 12z_\phi + 25z_\phi^2 + 1,7 \ln \frac{R_\phi}{r_{cn}} +$$

$$+ \frac{\pi L_{лн} \mu_0}{2\sigma} + \mu_0 \ln \frac{\sigma^2}{\pi^2 R_\phi r_{cs}}, \quad (X.15)$$

где $\mu_0 = \mu_n / \mu_B$; 2σ — расстояние между скважинами в ряду; R_ϕ — текущее положение фронта нагнетаемой воды; r_{cs}, r_{cn} — радиусы эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Формула (X.15) позволяет определить дебит q или перепад давления ($p_n - p_s$) с большой точностью при $R_\phi \ll \sigma$ и приближенно при $R_\phi \gg \sigma$, вплоть до появления воды в эксплуатационных скважинах.

Момент появления воды в скважинах наступит при

$$R_\phi = 2 \sqrt{\frac{\sigma L_{лн} A}{\pi}}, \quad (X.16)$$

где A — коэффициент заводнения.

Положение R_Φ в различные моменты времени можно определить из уравнения материального баланса:

$$\pi R_\Phi^2 h m_\varepsilon \delta = V(t) = \int_0^t q(z) dt, \quad (X.17)$$

где h — мощность пласта; m_ε — эффективная пористость; δ — коэффициент использования пор

$$\delta = 1 - s_{св} - s_{ос} - \frac{2}{3} z_\Phi. \quad (X.18)$$

Здесь $s_{св}$ — насыщенность пор связанной водой.

Если задан дебит, то для ряда последовательных моментов определяют суммарное количество закачанной воды $V(t)$. Затем по формуле (X.17) находят соответствующее положение фронта воды. Далее по формуле (X.15) определяют перепад давлений между эксплуатационными и нагнетательными скважинами ($p_n - p_\varepsilon$).

Если задан постоянный перепад давления, то задаются рядом последовательных значений z_Φ и по формуле (X.15) определяют дебит q , а время достижения фронтом положения R_Φ рассчитывают по формуле

$$t = \frac{\mu_b m_\varepsilon \delta R_\Phi^2}{2k(p_n - p_\varepsilon)} \left[12z_\Phi + 25z_\Phi^2 + \frac{\pi L_{пл} \mu_0}{2\sigma} + 2\mu_0 \ln \frac{\sigma}{\pi \sqrt{r_{св} r_{сн}}} + (1,7 - \mu_0) \ln \frac{R_\Phi}{r_{сн} \sqrt{l}} \right]. \quad (X.19)$$

Для круговой залежи, разрабатываемой при законтурном и внутриконтурном заводнении, используется порядок расчета, применяемый для определения дебитов полосовой залежи, — см. формулу (X.11). Изменяются лишь только выражения для внешних сопротивлений потоку:

$$\begin{aligned} \Omega_1 &= \frac{\mu_{ж}}{2\pi kh} \ln \frac{R_{нi}}{R_1}, \quad \Omega_2 = \frac{\mu_{ж}}{2\pi kh} \ln \frac{R_1}{R_2}, \\ \Omega_3 &= \frac{\mu_{ж}}{2\pi kh} \ln \frac{R_2}{R_3}; \\ \Omega_4 &= \frac{\mu_{ж}}{2\pi kh} \ln \frac{R_3}{R_{н2}}, \quad \Omega_5 = \frac{\mu_{ж}}{2\pi kh} \ln \frac{R_{н2}}{R_5}. \end{aligned} \quad (X.20)$$

Для внутренних сопротивлений следует заменить B_3 на периметр соответствующего ряда $2\pi R_i$ — см. формулу (X.13).

Если по условиям задачи удобнее вычислять дебиты скважин, то в системе уравнений вместо дебита ряда Q_i следует подставить дебит скважины, а внешние и внутренние сопротивления потоку определить по следующим формулам.

Для полосовой залежи

$$\Omega_i = \frac{\mu_{ж}}{2\sigma_i kh} L_i \quad \text{и} \quad \omega_i = \frac{\mu_{ж}}{2\pi kh} \ln \frac{B_3}{2\pi n_i r_i}.$$

Для круговой залежи

$$\Omega_i = \frac{\mu_{ж}}{2\sigma_i kh} R_i \ln \frac{R_{(i-1)}}{R_i} \quad \text{и} \quad \omega_i = \frac{\mu_{ж}}{2\pi kh} \ln \frac{R_i}{n_i r_i}.$$

Здесь n_i — число скважин в ряду.

Если проницаемость и мощность пласта изменяются закономерно параллельно рядам скважин, то это можно учесть, подставляя соответственно значения k и h в формулы для внешних и внутренних сопротивлений потоку.

При закачке воды в отдельные скважины (очаговое заводнение) фильтрационное сопротивление

$$\Omega = \frac{\mu_{в}}{2\pi kh} \left(4,7 \ln \frac{R_{\Phi}}{r_c} + 1,7z_{\Phi} + 25z_{\Phi}^2 \right). \quad (\text{X.21})$$

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАГНЕТАНИЯ ПРИ ЗАКОНТУРНОМ ЗАВОДНЕНИИ

Промысловые и лабораторные эксперименты показали, что с повышением давления нагнетания вовлекаются в разработку новые продуктивные зоны пласта. В нагнетательных скважинах с повышением давления нагнетания:

- 1) увеличивается мощность продуктивных отложений, принимавших воду;
- 2) увеличивается приемистость пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами;
- 3) нарушается линейная зависимость общей приемистости от давления нагнетания;
- 4) значительно упрощается освоение нагнетательных скважин благодаря расслоению пласта в призабойной зоне.

Все это указывает на необходимость определения оптимального давления нагнетания.

Давление нагнетания в нагнетательных скважинах зависит от их числа. Увеличивая число нагнетательных скважин, можно уменьшить давление нагнетания, но при этом увеличатся расходы на бурение и освоение этих скважин. И, наоборот, при уменьшении числа нагнетательных скважин, хотя расходы на бурение уменьшаются, стоимость затрачиваемой энергии резко возрастет. Очевидно, существуют оптимальные условия, которые обеспечивают наименьшую стоимость затрачиваемой энергии.

По А. П. Крылову стоимость процесса нагнетания для поддержания давления (в руб.)

$$S_{\text{пр}} = S_3 + S_{\text{об}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{б}} \quad (\text{X.22})$$

где $S_э$ — энергетические затраты; $S_{об}$ — стоимость обслуживания скважин; $S_{ам}$ — стоимость амортизации оборудования; $S_б$ — стоимость бурения и освоения нагнетательных скважин.

Найдем такое давление, при котором стоимость процесса нагнетания $S_{пр}$ будет минимальной. Для этого прежде рассмотрим каждое составляющее уравнения (X.22). Так, энергетические затраты

$$S_э = \frac{p_{ну} Q_{нв} + t_n E_э C_э}{\eta_y}, \quad (X.23)$$

где $p_{ну}$ — давление на устье нагнетательной скважины в Па; $Q_{нв}$ — количество нагнетаемой в пласт воды в m^3/c ; t_n — продолжительность работы нагнетательной скважины в с; $E_э$ — количество энергии, необходимое для повышения давления в $1 m^3$ воды на 1 Па, в Дж/(Па· m^3); $C_э$ — стоимость 1 Дж энергии в руб.; η_y — коэффициент полезного действия насосной установки.

Стоимость обслуживания скважин

$$S_{об} = n_n C_{об} t_n, \quad (X.24)$$

где n_n — число нагнетательных скважин; $C_{об}$ — стоимость обслуживания одной скважины.

Стоимость амортизации оборудования

$$S_{ам} = 3,17 \cdot 10^{-8} [C_n A_1 + C_э A_2] t_n, \quad (X.25)$$

где C_n — стоимость оборудования, не зависящая от давления нагнетания, в руб; $C_э$ — стоимость оборудования, зависящая от давления нагнетания $p_{ну}$, в руб.; A_1 и A_2 — амортизационные отчисления.

Стоимость бурения нагнетательных скважин

$$S_б = n_n C_б, \quad (X.26)$$

где $C_б$ — стоимость бурения одной скважины в руб.

Подставляя (X.23)—(X.26) в (X.22), получим

$$S_{пр}' = \frac{p_{ну} Q_{нв} t_n E_э C_э}{\eta_y} + n_n C_{об} + 3,17 \cdot 10^{-8} [C_n A_1 + A_э A_2] t_n + n_n C_б. \quad (X.27)$$

Приближенно принимаем, что второе и третье слагаемые уравнения (X.27) остаются неизменными. Тогда

$$S_{пр} = \frac{p_{ну} Q_{нв} t_n E_э C_э}{\eta_y} + n_n C_б + \text{const.} \quad (X.28)$$

Выразим число скважин n_n через давление нагнетания. Суммарное количество закачиваемой воды

$$Q_{нв} = q_{нс} n_n = \eta_n (p_{ну} + p_{ст} - \bar{p}_{лн} - p_{тр}) n_n. \quad (X.29)$$

где $q_{нс}$ — приемистость нагнетательной скважины (в пластовых условиях) в m^3/c ; η_n — коэффициент продуктивности нагнетательной скважины в $m^3/(Па \cdot c)$; $p_{ст}$ — давление столба жидкости в сква-

жине в Па; $\bar{p}_{\text{лн}}$ — пластовое давление на линии нагнетания в Па; $p_{\text{тр}}$ — потери давления на трение в Па.

Определим $n_{\text{н}}$ из уравнения (X.29) и подставим его в уравнение (X.27). В итоге получим:

$$S_{\text{пр}} = \frac{p_{\text{ну}} Q_{\text{нв}} t_{\text{н}} E_{\text{э}} C_{\text{э}}}{\eta_{\text{у}}} + \frac{Q_{\text{нв}} C_{\text{б}}}{\eta_{\text{н}} (p_{\text{ну}} + p_{\text{ст}} - \bar{p}_{\text{лн}} - p_{\text{тр}})} + \text{const.} \quad (\text{X.30})$$

Для определения минимальной стоимости S_{min} возьмем производную и приравняем ее нулю

$$\frac{dS_{\text{пр}}}{dp_{\text{ну}}} = \frac{Q_{\text{нв}} t_{\text{н}} E_{\text{э}} C_{\text{э}}}{\eta_{\text{у}}} - \frac{Q_{\text{нв}} C_{\text{б}}}{\eta_{\text{н}} (p_{\text{ну}} + p_{\text{ст}} - \bar{p}_{\text{лн}} - p_{\text{тр}})} = 0.$$

Откуда давление на устье нагнетательной скважины

$$p_{\text{ну}} = \sqrt{\frac{\eta_{\text{у}} C_{\text{б}}}{t_{\text{н}} E_{\text{э}} C_{\text{э}} \eta_{\text{н}}}} - p_{\text{ст}} + \bar{p}_{\text{лн}} + p_{\text{тр}}. \quad (\text{X.31})$$

Выбор давления нагнетания воды в пласт при составлении проекта разработки практически сводится к нахождению оптимального соотношения между стоимостью нагнетательных скважин и стоимостью энергии, необходимой для закачки воды. При этом считается, что движение нагнетаемой в пласт воды подчиняется закону Дарси, а взаимодействие между нагнетательными скважинами неизмеримо мало.

В качестве предела увеличения давления нагнетания указывается значение горного давления или близкое к нему.

Данные многочисленных исследований показывают, что, как правило, давление образования в пласте трещин значительно ниже полного горного давления (0,31—0,79 значения горного давления).

Изложенным подтверждается необходимость обоснования значения давления нагнетания воды для условий заводнения каждого конкретного пласта отдельно.

По давлению на устье нагнетательной скважины $p_{\text{ну}}$ определяют давление на ее забое $p_{\text{заб}}$, по которому легко определяется приемистость нагнетательной скважины.

Приближенно (в м³/с)

$$q_{\text{нс}} = \xi_{\text{н}} \frac{2\pi k_{\text{ф}} h (p_{\text{э}} - \bar{p}_{\text{лн}})}{\mu_{\text{в}} \ln \frac{\sigma_{\text{н}}}{r_{\text{пр}}}}. \quad (\text{X.32})$$

где $k_{\text{ф}}$ — коэффициент фазовой проницаемости для воды в призабойной зоне нагнетательной скважины в м² (обычно $k_{\text{ф}} = 0,5 \div 0,6$); $\sigma_{\text{н}}$ — половина расстояния между нагнетательными скважинами в м; $r_{\text{пр}}$ — приведенный радиус нагнетательной скважины в м.

В уравнение (X.32) входит пока неизвестная σ_n . Заменяя ее через

$$\sigma_n = \frac{\chi_{ш}}{2n_n} = \frac{\chi_{ш}q_{нс}}{2Q_c}, \quad (X.33)$$

где $\chi_{ш}$ — длина рассматриваемого участка линии нагнетания в м; Q_c — суммарное количество закачиваемой воды на том же участке, получим

$$q_{нс} = \xi_n \frac{2\pi k_{ф} h (p_{заб\ n} - \bar{p}_{лн})}{\mu_v \ln \frac{\chi_{ш} q_{нс}}{2\pi r_{пр} Q_c}}. \quad (X.34)$$

Здесь $p_{заб\ n}$ — давление на забое нагнетательной скважины.

Решением уравнения (X.34) — путем подбора или графическим методом — определяется приемистость нагнетательной скважины $q_{нс}$. По $q_{нс}$ находится число нагнетательных скважин ($n_n = Q_{нв}/q_{нс}$) и расстояние между ними ($2\sigma_n = B_3/n_n$) — для полосовой залежи и $2\sigma_n = 2\pi R_{лн}/n_n$ — для круговой).

§ 3. НАГНЕТАНИЕ ГАЗА В ГАЗОВУЮ ШАПКУ

В тех случаях, когда нефть граничит с газовой шапкой, в которой желательно поддерживать заданное давление, нагнетают газ в пласт. Вследствие незначительной абсолютной вязкости такого вытесняющего агента давление в газовой части пласта можно считать равномерно распределенным и на границе раздела газ — нефть равным среднему давлению в газовой части пласта. Если считать режим расширения газа изотермическим, тогда давление p_k газа в данный момент определится из уравнения, вытекающего из закона Бойля — Мариотта,

$$p_k = \frac{p_{0г} \Omega_{0г} \pm p_{ат} V_{ат}(t)}{\Omega_{0г} + \Delta \Omega_{г}}, \quad (X.35)$$

где $p_{0г}$ — начальное (абсолютное) давление в газовой шапке в Па; $p_{ат}$ — атмосферное давление в Па; $\Omega_{0г}$ — начальный объем газовой шапки в м³; $V_{ат}(t)$ — объем закачиваемого (+) или отбираемого (−) газа из газовой шапки при атмосферном давлении в м³; $\Delta \Omega_{г}$ — приращение объема газовой шапки в м³.

Приращение объема газовой шапки в круговой залежи

$$\Delta \Omega_{г} = \pi (R^2 - R_{0г}^2) h m_3 \beta_{ис},$$

в полосовой залежи

$$\Delta \Omega_{г} = B_3 (L - L_{0г}) h m_3 \beta_{ис}.$$

Здесь $R_{0г}$ и R — радиус газовой шапки в начале разработки и в данный момент времени в м; $\beta_{ис}$ — коэффициент использования порового пространства; $L_{0г}$ и L — ширина газовой залежи в начале разработки и в данный момент в м.

При разработке залежи с постоянным давлением в газовой шапке приближенно $p_k - p_{ог}$ и тогда объем закачиваемого газа

$$V_{ат}(t) = \frac{p_{ог} \Delta \Omega_{г}}{p_{ат}},$$

т. е. количество газа, нагнетаемого в пласт, где поддерживается постоянное давление, равно количеству жидкости, отбираемой из

$$\text{пласта } \sum_{i=1}^N Q_i.$$

Процесс разработки может протекать при разных граничных условиях: 1) при заданном давлении в газовой шапке или 2) при заданном дебите нагнетаемого газа. При первом условии, т. е. при постоянном среднем давлении на линии ряда — галереи ($p_r = \text{const}$), положение текущего газонефтяного контакта R_n в различные моменты времени t можно определить из формулы

$$t = \frac{m_{э} \mu_n}{2k(p_k - p_r)} \left[R_k^2 \ln \frac{R_r}{R_n} - R_{ок}^2 \ln \frac{R_r}{R_{ок}} + \frac{R_n^2 - R_{ок}^2}{2} \right], \quad (X.36)$$

где R_n — радиус газонефтяного контакта в момент времени t ; R_r — радиус галереи, приближенно соответствующей местоположению первого (по отношению к газовой шапке) эксплуатационного ряда скважин, в которых забойное давление равно среднему давлению на линии ряда; $R_{ок}$ — радиус начального газонефтяного контура.

Дебит нефти (суммарный дебит эксплуатационных рядов)

$$Q_n = \frac{2\pi kh(p_k - p_r)}{\mu_n \ln \frac{R_r}{R_k}}. \quad (X.37)$$

Дебит нагнетаемого газа, приведенный к атмосферным условиям,

$$Q_r = 2\pi \frac{kh}{\mu_n} \frac{p_k - p_r}{\ln \frac{R_r}{R_k}} \frac{p_k}{p_{ат}}. \quad (X.38)$$

При втором условии, т. е. при заданном суммарном дебите рядов скважин ($Q_n = \text{const}$), положение текущего газонефтяного контура для различных моментов времени определим из зависимости

$$R_k = \sqrt{\frac{Q_n t}{\pi h m_{э} \beta_{нс}} + R_{ок}^2}. \quad (X.39)$$

Давление на галерее

$$p_r = p_k - \frac{Q_n \mu_n}{2\pi kh} \ln \frac{R_r}{R_n}. \quad (X.40)$$

Дебит газа

$$Q_r = \frac{Q_n p_k}{p_{ат}}. \quad (X.41)$$

При заданном дебите нагнетаемого газа $Q_{\Gamma}(t)$ перемещение текущей границы газонефтяного контура во времени при $p_{\Gamma} = \text{const}$ можно определить из уравнения

$$\frac{dR_{\kappa}}{dt} = \frac{k}{m_{\text{э}}\mu_{\text{н}}R_{\text{н}}^3 \ln \frac{R_{\Gamma}}{R_{\text{н}}}} \left(p_{0\Gamma}R_{0\kappa}^2 - p_{\Gamma}R_{\text{н}}^2 + \frac{p_{\text{ат}}}{\pi h m_{\text{э}}\beta_{\text{ис}}} \int_0^t Q_{\Gamma}(t) dt \right), \quad (\text{X.42})$$

где $\int_0^t Q_{\Gamma}(t) dt$ — известная функция времени.

Нелинейное дифференциальное уравнение первого порядка относительно функции $R_{\text{н}}(t)$ уравнения (X.42) можно проинтегрировать численным методом.

В частном случае, когда $Q_{\Gamma} = \text{const}$, уравнение (X.42) принимает вид

$$\frac{dR_{\text{н}}}{dt} = \frac{k}{m_{\text{э}}\mu_{\text{н}}R_{\text{н}}^3 \ln \frac{R_{\Gamma}}{R_{\text{н}}}} \left(p_{0\Gamma}R_{0\kappa}^2 - p_{\Gamma}R_{\text{н}}^2 + \frac{p_{\text{ат}}Q_{\Gamma}t}{\pi h m_{\text{э}}\beta_{\text{ис}}} \right). \quad (\text{X.43})$$

Давление на текущем газонефтяном контуре

$$p_{\kappa} = p_0 \left(\frac{R_{0\kappa}}{R_{\text{н}}} \right)^2 + \frac{p_{\text{ат}}Q_{\Gamma}t}{\pi h m_{\text{э}}R_{\text{н}}^2\beta_{\text{ис}}}. \quad (\text{X.44})$$

Дебит нефти

$$Q_{\text{н}} = \frac{2\pi kh (p_{\kappa} - p_{\Gamma})}{\mu_{\text{н}} \ln \frac{R_{\Gamma}}{R_{\text{н}}}}. \quad (\text{X.45})$$

Если дебит галереи — известная функция времени $Q_{\text{н}}(t)$, то положение текущего газонефтяного контура

$$R_{\text{н}} = \sqrt{R_{0\kappa}^2 + \frac{1}{\pi h m_{\text{э}}\beta_{\text{ис}}} \int_0^t Q_{\text{н}}(t) dt}. \quad (\text{X.46})$$

Давление на газонефтяном контуре

$$p_{\kappa} = p_0 \left(\frac{R_{0\kappa}}{R_{\text{н}}} \right)^2 + \frac{p_{\text{ат}}}{\pi h m_{\text{э}}R_{\text{н}}^2\beta_{\text{ис}}} \int_0^t Q_{\Gamma}(t) dt. \quad (\text{X.47})$$

Давление на галерее

$$p_{\Gamma} = p_{\kappa} - \frac{Q_{\text{н}}\mu_{\text{н}}}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\Gamma}}{R_{\text{н}}}. \quad (\text{X.48})$$

В некоторых случаях поддерживать давление в газовой шапке можно путем закачки в нее не только газа, но и воды. Тогда, очевидно, газ, находящийся в газовой шапке, будет вытесняться водой, а нефть — газом.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТОВ И НЕФТЕОТДАЧИ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Гидродинамические расчеты дебитов жидкости, нефти и нефтеотдачи неоднородных пластов выполняются в соответствии с требованиями к расчетным схемам — моделям и методам расчетов технологических показателей разработки, изложенными в § 3 и 4 главы VIII. Другими словами, схема неоднородного по проницаемости и прерывистости пласта мощностью $H_{эф}$ с учетом коэффициентов Φ_h и прерывистости $\Phi_{пр}$ преобразуется в схему непрерывного, слоисто-неоднородного пласта с меньшей эффективной работающей мощностью $h_{эфр} < H_{эф}$. Гидродинамические расчеты дебитов жидкости, нефти выполняются для каждого однородного слоя с проницаемостью k_i и мощностью h_i для рассматриваемой схемы размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин при той или иной схематизации фильтрационного потока и процесса вытеснения: приток к проницаемым галереям с дополнительными фильтрационными сопротивлениями, к системе скважин по схеме жестких линий тока или по схеме эквивалентной криволинейной галереи при непоршневом и поршневом характерах вытеснения нефти водой.

Дебиты, добычу жидкости (нефти и воды) во времени по пласту в целом определяют путем суммирования этих показателей по числу прослоев преобразованного слоисто-неоднородного пласта, а текущую нефтеотдачу — в виде отношения накопленной (суммарной) добычи нефти во времени $Q_n(t)$ к начальным геологическим запасам.

§ 1. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

Определение нефтеотдачи пластов — одна из важнейших частных проблем разработки нефтяных месторождений. Решению ее посвящено много отечественных и зарубежных исследований. Однако и до настоящего времени вопрос усовершенствования методов оценки этого важнейшего параметра, характеризующего своеобразный к. п. д., системы разработки, — актуальный.

При изучении вопроса о нефтеотдаче пласта целесообразно вводить понятие о коэффициентах вытеснения нефти и охвата пласта процессом вытеснения. Такая постановка вопроса отражает физическую сторону процесса и учитывает реальное движение жидкости в системе скважин. Под коэффициентом вытеснения нефти β_v следует понимать отношение объема нефти, вытесняемой из области пласта, занятой рабочим агентом, к начальному ее содержанию в этой же области.

Под коэффициентом охвата β_o пласта вытеснением понимается отношение объема породы, из которой вытесняется нефть, ко всему объему породы. Тогда коэффициент нефтеотдачи будет представлять собой произведение коэффициента вытеснения на коэффициент охвата:

$$\eta = \beta_v \beta_o. \quad (XI.1)$$

Вначале рассмотрим более подробно вопрос определения коэффициента β_o . Следует различать коэффициент охвата пласта вытеснением в системе скважин по площади $\beta_{оп}$ и по объему $\beta_{оо}$.

В условиях однородного по мощности и проницаемости пласта коэффициентом $\beta_{оп}$ характеризует только часть общей площади пласта, охваченной вытеснением к моменту прорыва рабочего агента в эксплуатационные скважины по главным (наикратчайшим) линиям тока. Данная формулировка отражает лишь один, хотя и характерный момент — момент прорыва в общей картине фильтрации жидкости во времени.

По существу коэффициент охвата — величина переменная. Коэффициент охвата по объему

$$\beta_{oV} = \frac{\beta'_o V}{V_{пл}},$$

где $\beta'_o V$ — часть объема пласта, которая к данному моменту времени, выраженному объемом прокачанной жидкости, занята вытесняющей фазой; $V_{пл}$ — объемом пласта. При вытеснении со скачком насыщенности на фронте этот объем ограничен положением фронта вытеснения.

При фильтрации смешивающихся жидкостей с образованием переходной зоны смеси объем, охваченный процессом, ограничивается линией минимальной насыщенности вытесняющей жидкостью. Таким образом, в частном случае коэффициент охвата по площади $\beta_{оп}$ совпадает с коэффициентом охвата по объему $\beta_{оо}$ в однородном по мощности и проницаемости пласта при поршневом характере вытеснения жидкости.

При непоршневом вытеснении нефти водой в однородном пласте коэффициент охвата $\beta_o = \beta_{оп}$ можно вычислять по формуле

$$\beta_{оп} = \beta_o = \frac{\int_0^t q_v dt}{mV(\rho_{ср} - \rho_{св})}, \quad (XI.2)$$

где q_v — расход закачиваемой воды; m — пористость; V — объем пласта; $\rho_{св}$ — насыщенность порового пространства связанной водой; $\rho_{ср}$ — средняя водонасыщенность в зоне, охваченной вытеснением.

Из теории фильтрации двух несмешивающихся жидкостей следует, что до прорыва воды величина $\rho_{ср}$ для данной пористой среды постоянная и определяется по соотношению вязкости

$\mu_0 = \mu_n/\mu_v$ и по содержанию связанной воды. После прорыва величина ρ_{cp} переменна и зависит от объема прокачанной воды. $(\rho_{cp} - \rho_{св})$ — характеризует часть порового объема пласта, из которого нефть вытеснена водой. Этот объем ограничен фронтом вытеснения. Коэффициент вытеснения:

$$\beta_v = \frac{\rho_{cp} - \rho_{св}}{1 - \rho_{св}} = \frac{1 - \rho_{св} - \rho_{он} - z_{cp}}{1 - \rho_{св}}. \quad (XI.3)$$

Можно показать, что $z_{cp} = 2/3 z_{\phi}$, где z_{cp} — средняя насыщенность порового пространства подвижной нефтью в области пласта, охваченного вытеснением; z_{ϕ} — насыщенность пор пласта подвижной нефтью на фронте вытеснения. Таким образом, коэффициент использования пор можно определить по формуле

$$\delta = \beta_v = \frac{1 - \rho_{св} - \rho_{ов} - \frac{2}{3} z_{\phi}}{1 - \rho_{св}} \quad (XI.4)$$

Значение z_{ϕ} можно определить из следующего соотношения:

$$z_{\phi}^2 [1.5 (1 - \rho_{он} - \rho_{св} - z_{\phi})] = 0,01 \mu_0, \quad (XI.5)$$

где $\mu_0 = \mu_n/\mu_v$.

Для непоршневого характера вытеснения нефти водой формулу, по которой определяется коэффициент охвата, идентичную формуле (XI.2), можно получить, исходя из следующих рассуждений.

Из (XI.4) коэффициент охвата для однородного пласта можно получить в виде

$$\beta_{оп} = \beta_0 = \frac{\eta}{\beta_v}. \quad (XI.6)$$

Но коэффициент нефтеотдачи

$$\eta = \frac{\int_0^t q_n(t) dt}{mV(1 - \rho_{св})}. \quad (XI.7)$$

Тогда, подставляя η из (XI.7) и β_v из (XI.4) в (XI.6), получим:

$$\beta_{оп} = \beta_0 = \frac{\int_0^t q_n(t) dt}{mV \left(1 - \rho_{св} - \rho_{он} - \frac{2}{3} z_{\phi}\right)}. \quad (XI.8)$$

Формулы (XI.2) и (XI.8) применимы для оценки коэффициента охвата в однородном пласте до момента прорыва воды в эксплуатационные скважины.

При вытеснении нефти водой в условиях неоднородного по проницаемости пласта коэффициент охвата по площади $\beta_{оп}$ отличается от коэффициента охвата по объему β_0 в зависимости от степени неоднородности пласта.

В простейшем случае неоднородности пласта (слоистый пласт) и плоскопараллельном или плоскорадиальном потоке довольно несложно определить коэффициент охвата в вертикальном сечении β_h , проведенном вдоль линий тока (β_h — отношение части площади в вертикальном сечении, занятой вытесняющей газожидкостной смесью A , к площади сечения, ограниченной контуром нагнетания и границей раздела между вытесняющей газожидкостной смесью и вытесняемой нефтью по прослою с максимальной проницаемостью).

Таким образом, $\beta_h = A/ah$.

Под коэффициентом охвата по площади в условиях неоднородного по проницаемости (слоистого) пласта условимся понимать отношение площади, занятой рабочим агентом в пропластке с максимальной проницаемостью, ко всей площади пласта $\beta'_{оп} = B/bC$.

Для получения коэффициента охвата по объему необходимо коэффициент β_h умножить на коэффициент $\beta'_{оп}$. Очевидность этого положения можно доказать следующим образом. При известных коэффициентах $\beta_{оп i}$ для каждого прослоя неоднородного по проницаемости пласта

$$\beta_o = \frac{\sum_{i=1}^n \beta_{оп i}}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{x_i b}{lb}}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}, \quad (XI.9)$$

где n — число прослоев различной проницаемости.

Коэффициент охвата в вертикальном сечении

$$\beta_h = \frac{\sum_{i=1}^n x_i h_i}{x_i \sum_{i=1}^n h_i} \quad (XI.10)$$

или при $h_1 = h_2 = h_3 = \dots, h_n$

$$\beta_h = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n x_i}. \quad (XI.11)$$

Коэффициент охвата по площади прослоя с максимальной проницаемостью

$$\beta_{оп} = \frac{x_i b}{lb}. \quad (XI.12)$$

Тогда получим

$$\beta_h = \beta_{оп} \frac{b x_i \sum_{i=1}^n x_i}{ln B x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{ln}. \quad (XI.13)$$

Из сопоставления (XI.9) и (XI.13) следует, что $\beta_0 = \beta_h \beta_{оп}$. При схематизации неоднородности пласта по проницаемости в виде отдельных трубок тока, работающих одновременно и параллельно друг другу, каждая из которых имеет среднюю проницаемость, отличную от проницаемости других трубок тока, можно предположить, что такое распределение трубок тока существует в любой вертикальной цилиндрической поверхности, проведенной в направлении линий тока между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. И в этом случае коэффициент $\beta_0 = \beta_h \beta_{оп}$.

Приведенные формулы можно использовать для определения коэффициента охвата до прорыва вытесняющего агента в эксплуатационные скважины. До прорыва вытесняющего агента и после него $\beta_{оп}$ можно вычислить при схематизации потока системой жестких трубок тока по следующей формуле:

$$\beta_{оп}(t) = \frac{\sum_{l=0}^{i-k} Q_{ж_l}(t)_{t=t_{пр}} + \sum_{l=n}^{n-k} Q_{ж}(t)_{t < t_{пр}}}{Vm\delta}, \quad (XI.14)$$

где n — число трубок тока; k — порядковый номер трубки тока, по которой вода прорвалась в скважину.

Если учесть изменение нефтенасыщенности после прорыва вытесняющего агента в эксплуатационные скважины, то коэффициент охвата в этом случае можно вычислить по следующей формуле:

$$\beta_{оп} = \frac{\int_0^t q_n(t) dt}{\left(V - \sum_{i=j}^{n-k} V_i \right) m \bar{\rho}_в + \sum_{i=j}^k V_i m \bar{\rho}_{в i} (Q_{ж})}, \quad (XI.15)$$

где V — объем всего элемента; V_i — объем i -той трубки тока; $\bar{\rho}_в$ — средняя водонасыщенность до прорыва воды; $\bar{\rho}_{в i}$ — средняя водонасыщенность после прорыва воды (функция количества прокачаных через i -тую трубку тока объемов жидкости).

Коэффициенты охвата и вытеснения, а следовательно, и нефтеотдачи — понятия не только геолого-промыслового порядка, но и технико-экономического и являются функцией количества прокачанной через пласт жидкости.

Приведем один из возможных методов определения нефтеотдачи неоднородного пласта, основанный на промысловых исследованиях в сочетании с аналитическими методами, предполагающими использование элементов теории вероятностей и математической статистики.

Нефтеотдача пластов определяется их неоднородностью проницаемости, прерывистости и линзовидности; потерям в тупиковых зонах; неполным вытеснением нефти

мощности пласта; соотношением вязкостей нефти и воды и, наконец, запроектированной системой разработки.

В соответствии с этим коэффициент нефтеотдачи, определяемый по формуле (XI.1), можно представить в виде

$$\eta = \beta_v \beta_o = \beta_v \psi_1 \psi_2 \psi_3 \psi_4 \psi_5. \quad (\text{XI.16})$$

Другими словами, коэффициент β_o можно представить в виде произведения пяти составляющих его: ψ_1 — коэффициента охвата вытеснением нефти водой, обусловленным слоистой неоднородностью непрерывного пласта по проницаемости; ψ_2 — коэффициента охвата вытеснением нефти водой, обусловленным прерывистостью и линзовидностью коллектора, с учетом запроектированной или существующей системы разработки залежей; ψ_3 — коэффициента охвата вытеснением нефти водой по мощности пласта; ψ_4 — коэффициента, учитывающего потери нефти в стягивающих рядах эксплуатационных скважин; ψ_5 — коэффициента, учитывающего потери нефти в разрезающих рядах эксплуатационных скважин. Поясним методику определения каждого из этих коэффициентов.

Коэффициент ψ_1 рассчитывается по схеме непрерывного слоисто-неоднородного по проницаемости пласта. Согласно этой схеме принимается, что пласт состоит из прослоев различной проницаемости, отделенных друг от друга непроницаемыми перемычками бесконечно малой мощности (условие отсутствия переток между слоями). Прослои различной проницаемости распределены по мощности по тому или иному вероятностному закону.

Достоверность определения потерь нефти, обусловленных неоднородностью пласта по проницаемости, зависит от того, насколько объективно взятое для расчета распределение проницаемости будет отражать фактическое распределение проницаемости.

При расчетах нефтеотдачи пластов и процесса обводнения залежи при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений неоднородность пласта по проницаемости учитывают путем использования различных законов (кривых) распределения проницаемостей, от вида которых зависят конкретные результаты этих расчетов.

В § 2 главы IV было показано, что в достаточной степени универсальной, дающей хорошую согласованность с фактическим распределением проницаемости и удобной для выполнения расчетов обводнения и нефтеотдачи, является гамма-распределение:

$$\varphi_{(\alpha, \beta)}(k) = \frac{1}{\Gamma(\alpha + 1) \beta^{\alpha+1}} k^\alpha e^{-\frac{k}{\beta}}, \quad (\text{XI.17})$$

где $\Gamma(\alpha + 1) = \int_0^\infty e^{-t} t^\alpha dt$ — гамма-функция; k — проницаемость, α и β — параметры распределения.

Согласно Ю. П. Борису, для расчетов текущей и конечной нефтеотдачи необходимо предварительно определить вспомогательные функции $F_1(\bar{k})$. При этом в расчетах удобно оперировать безразмерной проницаемостью:

$$\bar{k} = \frac{k}{k_{\text{нв}}}, \quad (\text{XI.18})$$

где k — текущая проницаемость ряда распределения; $k_{\text{нв}}$ — наиболее вероятная проницаемость.

Необходимо дать аналитическое выражение закона распределения \bar{k} , зная, что случайная величина k подчиняется гамма-распределению. Из математической статистики известно, что если две случайные величины связаны функциональной зависимостью типа (XI.18), закон распределения одной из которых (в данном случае для k) известен, то можно найти закон распределения и второй случайной величины \bar{k} .

Формула, связывающая эти законы распределения, имеет следующий вид:

$$\varphi(\bar{k}) = f[\psi(\bar{k})] \psi'(\bar{k}), \quad (\text{XI.19})$$

где $\varphi(\bar{k})$ — плотность вероятности величины k ; $\psi(\bar{k}) = k = \bar{k}k_{\text{нв}}$ — функция, обратная (XI.18).

В нашем случае $\psi'(\bar{k}) = k_{\text{нв}}$

$$f[\psi(\bar{k})] = \frac{1}{\Gamma(\alpha+1) \beta^{\alpha+1}} (\bar{k}k_{\text{нв}})^{\alpha} e^{-\frac{\bar{k}k_{\text{нв}}}{\beta}}, \quad (\text{XI.20})$$

$$\varphi(\bar{k}) = \frac{k_{\text{нв}} (\bar{k}k_{\text{нв}})^{\alpha}}{\Gamma(\alpha+1) \beta^{\alpha+1}} e^{-\frac{\bar{k}k_{\text{нв}}}{\beta}} = \frac{\bar{k}^{\alpha} k_{\text{нв}}^{\alpha+1}}{\Gamma(\alpha+1) \beta^{\alpha+1}} e^{-\frac{\bar{k}k_{\text{нв}}}{\beta}}. \quad (\text{XI.21})$$

Выражение (XI.21) характеризует плотность вероятности гамма-распределения, но с новыми параметрами α и $\beta_1 = \beta/k_{\text{нв}}$.

Таким образом, плотность гамма-распределения \bar{k} будет иметь вид:

$$\varphi(\bar{k}) = \frac{1}{\Gamma(\alpha+1) \beta_1^{\alpha+1}} \bar{k}^{\alpha} e^{-\frac{\bar{k}}{\beta_1}}. \quad (\text{XI.22})$$

Для построения функций $F_1(\bar{k})$ полученную фактическую плотность гамма-распределения преобразуем, по Ю. П. Борису, для учета изменения фазовых проницаемостей в переходной зоне нефть — вода:

$$\varphi_1(\bar{k}) = \varphi(\bar{k}) \left(1 - \frac{1}{1 - \rho_{\text{св}} - \rho_{\text{он}}} \right) + \frac{z_{\Phi}}{2(1 - \rho_{\text{св}} - \rho_{\text{он}})} \frac{1}{\sqrt{\bar{k}}} \int_{\bar{k}}^{\infty} \frac{\varphi(\bar{k})}{\sqrt{\bar{k}}} d\bar{k}. \quad (\text{XI.23})$$

Такое преобразование позволяет свести непоршневой характер вытеснения нефти в однородном пласте к поршневому в неоднородном.

Функцию $F_1(\bar{k})$ можно определить по формуле

$$F_1(\bar{k}) = \int_0^{\bar{k}} \left[1 - A_1 \int_0^{\bar{k}} \varphi_1(\bar{k}) d\bar{k} \right] d\bar{k}, \quad (XI.24)$$

где

$$A_1 = \frac{1}{\int_0^{\infty} \varphi_1(\bar{k}) d\bar{k}}.$$

Средний коэффициент охвата для рассматриваемого участка пласта

$$\psi_1 = \frac{F_{1j} - F_{1j-1}}{k_j(t) - k_{j-1}(t)}. \quad (XI.25)$$

Зависимость безразмерной проницаемости во времени находится из соотношения:

$$\bar{k}_j(t) = \alpha \sum_{i=1}^{i=j} \frac{V_i}{Q_i(t)}, \quad (XI.26)$$

где

$$\begin{aligned} \alpha &= (1 - \rho_{св} - \rho_{он}) \int_0^{\infty} \left[1 - A_1 \int_0^{\bar{k}} \varphi_1(\bar{k}) d\bar{k} \right] d\bar{k} = \\ &= (1 - \rho_{св} - \rho_{он}) F_1(\infty) = \text{const}; \end{aligned} \quad (XI.27)$$

V_i — объем порового пространства, заключенный между сечениями пласта, проходящими через ряд i и $i - 1$; j — номер ряда скважин.

Коэффициент охвата в любой точке пласта в момент t

$$\psi_1 = \frac{dF_1}{d\bar{k}} = \left[1 - A_1 \int_0^{\bar{k}} \varphi_1(\bar{k}) d\bar{k} \right]. \quad (XI.28)$$

Определение коэффициента охвата, обусловленного слоистой неоднородностью по проницаемости непрерывного пласта ψ_1 для любого фактического распределения проницаемости при фильтрации жидкости в системе скважин до и после прорыва ее в нагнетательную скважину, выполняется в соответствии с требованиями к расчетным схемам и методам расчетов процесса вытеснения нефти водой, изложенными в главе VIII.

При построении расчетной схемы слоисто-неоднородного по проницаемости непрерывного пласта из эффективной нефтенасыщенной мощности вычитается мощность прослоев, проницаемость которых меньше так называемого нижнего предела проницаемости. Известные методы определения нижнего предела прони-

цаемости недостаточно учитывают или совсем не учитывают зависимости его от перепада давления.

В связи с этим при определении дебитов жидкости, нефти и нефтеотдачи во времени расчетная схема слоисто-неоднородного пласта должна учитывать охват вытеснением эффективной нефтенасыщенной мощности при заданном перепаде давления, т. е. в расчетах необходимо использовать рабочую эффективную мощность пласта:

$$h_{эфр} = h_{эфн} \psi_h (\Delta p).$$

Здесь $k_{эфр}$ — рабочая эффективная мощность; $\psi_h = \psi_n (\Delta p)$ — коэффициент охвата эффективной нефтенасыщенной мощности вытеснением при заданном перепаде давления.

Влияние неоднородности пластов по прерывистости и линзовидности на дебит и нефтеотдачу можно учесть с мощностью коэффициента ψ_2 :

$$\psi_2 = \frac{V_n}{V_k}, \quad (XI.29)$$

где V_n — объем непрерывной части пласта; V_k — весь объем коллектора.

Коэффициент ψ_2 можно определять по следующей формуле. При $\bar{V}_n + \bar{V}_n < 1$ и $\sum \alpha_i - V_n > 0$

$$\psi_2 = \frac{1}{2} \left[\bar{V}_n \left(1 + \frac{1}{n} \right) + \left(1 - \frac{1}{n} \right) \right] - \frac{1}{2} \sum_1^m \alpha_i \left(1 - \frac{1}{n} \right) + \sum_1^m \alpha_i \lambda_i, \quad (XI.30)$$

где \bar{V}_n — относительный объем непрерывной части пласта; n — число рядов до линии стягивания; $\alpha_i = \bar{V}_{li} / (1 - l_{li})$ — коэффициент, показывающий, какую часть объема занимают линзы с относительной длиной $l_{li} < 1$; λ_i — коэффициент воздействия заводнением для линз, длина которых $\bar{l}_{li} < 1$.

За непрерывную часть пласта принимается часть коллектора, ограниченная линией воздействия заводнением и любым из рядов эксплуатационных скважин. Полулинзами считают тупиковые участки пласта (пропластка), которые ограничены с одной стороны последним рядом эксплуатационных скважин (со стороны линии воздействия), с другой стороны — линией выклинивания коллектора.

Неоднородность пластов с большей точностью учитывается с помощью коэффициента $\psi_{2пр}$:

$$\psi_{2пр} = \frac{V_{непр} + (V_{пл} - V_T)}{V}, \quad (XI.31)$$

где $V_{непр}$ — объем непрерывной части пласта; $V_{пл}$ — объем полулинз; V_T — объем тупиковых зон; V — весь объем коллектора.

Коэффициент ($\psi_3 = \psi_h$) представляет собой отношение $h_{эфр}$ ко всей эффективной нефтенасыщенной мощности $h_{эфн}$. При построении расчетной модели пласта коэффициент ψ_h обычно не учитывается.

Зависимость ψ_h от перепада давления можно определить по данным исследований скважин с помощью дебитометров и расходомеров.

Методика определения коэффициента $\psi_3 = \psi_h$ изложена в § 3 главы IV настоящей работы.

Коэффициент ψ_4 , учитывающий потери нефти, обусловленные «тающими остатками нефти» в стягивающих рядах, рассчитывают по следующей формуле:

$$\psi_4 = 1 - \frac{Q_{нп}}{Q_{зг}}, \quad (XI.32)$$

где $Q_{нп}$ — потери нефти в стягивающих рядах эксплуатационных скважин; $Q_{зг}$ — геологические запасы нефти.

$$Q_{нп} = 1,58\sigma_i^2 h m \delta_{ср} N. \quad (XI.33)$$

Здесь σ_i — расстояние между скважинами в стягивающем ряду; h — эффективная нефтенасыщенная мощность; m — эффективная пористость; N — фактическое число скважин в стягивающем ряду; $\delta_{ср}$ — средний коэффициент использования пор:

$$\delta_{ср} = 1 - \rho_{св} - \rho_{он} - \frac{2}{3} z_{ф}. \quad (XI.34)$$

где $\rho_{св}$ — насыщенность связанной водой; $\rho_{он}$ — остаточная нефтенасыщенность; $z_{ф}$ — средняя насыщенность подвижной нефтью.

Коэффициент охвата ψ_4 — параметр условный. В момент прорыва воды в эксплуатационные скважины $\psi_4 = \beta_{оп}$. Как уже отмечалось, $\beta_{оп}$ — величина переменная во времени и определять ее можно по формулам (XI.2), (XI.8) и (XI.15). По этим формулам параметр $\beta_{оп}$ рассчитывается как до, так и после прорыва нагнетаемого агента в эксплуатационные скважины при любой схеме их размещения, вплоть до площадной.

Если ряды нагнетательных скважин являются «разрезающими», то имеются потери нефти в областях, находящихся между нагнетательными скважинами, и эти потери учитываются коэффициентом ψ_5 .

При двустороннем питании скважин коэффициент ψ_5 определяется по следующей формуле:

$$\psi_5 = 1 - \frac{Q_{п}}{Q_{зг}}, \quad (XI.35)$$

$$Q_{п} = 0,075\sigma_n^2 h m \delta_{\infty} N_n. \quad (XI.36)$$

Здесь $2\sigma_n$ — расстояние между скважинами в разрезающем ряду; δ_{∞} — коэффициент использования пор при бесконечно долгой

промывке пласта водой; N_n — число скважин в разрезающем ряду.

$$\delta_{\infty} = 1 - \rho_{св} - \rho_{он}. \quad (XI.37)$$

Для коэффициента Ψ_5 справедливо то же замечание, что и для коэффициента Ψ_4 . Оба эти коэффициента так же, как и коэффициент $\beta_{он}$, в общем случае переменные во времени как до, так и после прорыва нагнетаемого агента в эксплуатационные скважины.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАРАФИНИСТОЙ ВЯЗКОПЛАСТИЧНОЙ НЕФТИ

Нефти большинства месторождений Советского Союза характеризуются вязкопластичными свойствами с температурой насыщения, близкой к начальной пластовой температуре ($t_{нас} = t_{нач. пл.}$), т. е. с температурой начала кристаллизации парафина, близкой к начальной пластовой. Как правило, такие нефти представляют собой наиболее общий и сложный случай проявления специфических термогидродинамических условий фильтрации. Это требует совершенствования расчетных схем — моделей неоднородных пластов для определения технологических и технико-экономических показателей при проектировании разработки месторождений.

При внутриконтурной закачке холодной воды в неоднородные пласты, содержащие такие нефти, происходит охлаждение низкопроницаемых пропластков. В них вследствие выпадения парафина ухудшается процесс фильтрации, вплоть до его полного прекращения. Это приводит к снижению текущей добычи нефти и уменьшению нефтеотдачи.

При разработке нефтяных месторождений подобного класса, например месторождения Узень, целесообразно применять метод поддержания пластового давления наряду с поддержанием пластовой температуры путем внутриконтурной закачки горячей воды.

Отечественными и зарубежными исследованиями установлено, что в зависимости от характера теплообмена пласта с окружающими породами тепловой (температурный) фронт отстает от фронта вытеснения (скачка насыщенности) в 4—5 раз, а иногда в 8—10 раз.

При схеме вероятностного распределения прослоев различной проницаемости можно считать, что фильтрация прекратится во всех прослоях, проницаемость которых в n раз при плоскопараллельном потоке и в \sqrt{n} раз при плоскорадиальном потоке ниже средней проницаемости ($k_i < k_{ср}/n$, $k_i < k_{ср}/\sqrt{n}$), где n — условный (расчетный) показатель отставания теплового фронта от фронта вытеснения.

При вытеснении нефти холодной водой это дает возможность путем соответствующей обработки вероятностного распределения проницаемости преобразовать процесс неизотермического вытеснения из слоисто-неоднородного по проницаемости пласта в изотермический в пласте меньшей мощности, с меньшей степенью неоднородности, но с большей средней проницаемостью при фильтрации к проницаемым галереям с дополнительными сопротивлениями. При этом предполагается, что поле линий токов жидкости в схеме жестких трубок тока совпадает с полем линий тепловых потоков (жесткие трубки тока принимаются термо- и гидроизолированными).

Лабораторные и промысловые исследования показывают, что предельный перепад давления Δp_0 , необходимый для преодоления начального градиента давления сдвига при фильтрации вязкопластичных нефтей неньютоновского характера, может быть существенный.

Вопросы исследования фильтрации вязкопластичных жидкостей наиболее полно разработаны и освещены в работах А. Х. Мирзаджанзаде, В. М. Ентова, Г. Г. Вахитова, А. Г. Ковалева и др.

Метод приближенных расчетов вытеснения вязкопластичных нефтей в однородном и слоисто-неоднородном по проницаемости пласта основан на построении расчетной схемы-модели неоднородного пласта по данным геолого-промысловых исследований пластов, на использовании уравнений интерференции и материального баланса в расчетах обводнения неоднородных пластов с учетом вязкопластичных свойств нефти (неньютоновского характера фильтрации).

Рассмотрим движение несжимаемой неньютоновской системы в однородном и слоисто-неоднородном по проницаемости пласте при градиентах давления, превышающих предельный градиент давления, необходимый для преодоления статического напряжения сдвига. Другими словами, принимается модель вязкопластичной среды, фильтрация которой описывается обобщенным законом Дарси, предложенным А. Х. Мирзаджанзаде.

На основе метода фильтрационных сопротивлений получим систему уравнений для определения дебитов n -рядной системы скважин в полосовом однородном пласте с учетом неньютоновских свойств нефтей:

$$\frac{Skh}{\mu} \left[p_{c j-1} + G \frac{\sigma_{j-1}}{\pi} - p_{c j} - G \frac{\sigma_j}{\pi} - GL_j \right] =$$

$$= L_j \sum_{i=j}^{i=n} Q_i + Q_j \frac{\sigma_j}{\pi} \ln \frac{\sigma_j}{\pi r_{c j}} - Q_{j-1} \frac{\sigma_{j-1}}{\pi} \ln \frac{\sigma_{j-1}}{\pi r_{c j-1}}. \quad (\text{XI.38})$$

Обозначения общепринятые.

Структура уравнений интерференции для определения дебитов вязкопластичных нефтей при заданных забойных давлениях

остается той же, что и при фильтрации по закону Дарси, но при этом эффективная депрессия уменьшается на $G(L_j + \sigma_j/\pi - \sigma_{j-1}/\pi)$.

При движении вязкопластичных нефтей в слоисто-неоднородных по проницаемости пластах предельные градиенты G обратно пропорциональны корню квадратному из проницаемостей отдельных пропластков. Следовательно, в более проницаемых пропластках эффективная депрессия будет больше, чем в менее проницаемых, что в значительной степени обуславливает увеличение неоднородности таких пластов.

По мере увеличения градиентов давления в процесс фильтрации будут вовлекаться все менее проницаемые пропластки, что и наблюдается при исследовании скважин.

Рассмотрим слоисто-неоднородный по проницаемости пласт, каждый из прослоев которого имеет мощность h_i , проницаемость k_i и предельный градиент давления G_i . Причем

$$G_i/G_{j+1} = \sqrt{\frac{k_{i+1}}{k_i}}. \quad (\text{XI.39})$$

Дебит i -того пропластка с учетом неньютоновских свойств будет $q_i = 0$ при $p_k - p_c \leq G_i(L \mp \sigma/\pi)$ и

$$q_i = \frac{Sk_i h_i \left[p_k - p_c - G_i \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \right) \right]}{\mu \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)} \quad (\text{XI.40})$$

при $p_k - p_c > G_i(L \mp \sigma/\pi)$, где p_k — давление на контуре питания; p_c — давление на забоях скважин.

Суммарный дебит единственного ряда слоисто-неоднородного по проницаемости линейного пласта

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i. \quad (\text{XI.40a})$$

Здесь n — число прослоев мощностью h_i и проницаемостью k_i с дебитом q_i , определенным по уравнению (XI.40).

Суммирование в (XI.40a) производится по тем пропласткам, для которых $(p_k - p_c) > G_i(L \mp \sigma/\pi)$. В пропластках с $k_1 > k_2 > k_3 > \dots > k_n$ и $G_1 < G_2 < G_3 < \dots < G_n$ при $p_k - p_c < G_1(L \mp \sigma/\pi)$ фильтрация отсутствует.

Если $G_1(L \mp \sigma/\pi) < (p_k - p_c) < G_2(L \mp \sigma/\pi)$, то движение жидкости происходит только в первом пропластке, а при $G_2(L \mp \sigma/\pi) < (p_k - p_c) < G_3(L \mp \sigma/\pi)$ — в первом и во втором и т. д.

По мере увеличения депрессии новые пропластки с меньшей проницаемостью последовательно подключаются, а при постоянном перепаде давления будут разрабатываться только те, в которых

$$G_i \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \right) < p_k - p_c.$$

Таким образом, нелинейность закона фильтрации, обусловленная вязкопластичностью нефти, влияет на эффективно разрабатываемую мощность слоисто-неоднородного по проницаемости пласта по мере изменения перепада давления.

Учитывая изложенное, расчеты дебитов жидкости нефти и нефтеотдачи во времени в неоднородном по проницаемости пласте могут быть выполнены в следующей последовательности.

1. По данным промысловых гидродинамических исследований или аналитически определяют коэффициент $(\Psi_{h, \mu})$, обусловленный вязкопластичными свойствами нефти при заданном перепаде давления.

Используя данные промысловых или лабораторных исследований по определению предельного напряжения сдвига и зависимость $G = \alpha \tau_0 / \sqrt{k}$ (где α — безразмерный коэффициент, зависящий от структуры пористого пространства) для заданного перепада давления меньше начального градиента давления, для которых градиент давления меньше начального градиента давления сдвига. Принимая максимальное значение проницаемости неразрабатывающихся пропластков за нижний предел проницаемости, по фактическому распределению проницаемости определяется эффективная разрабатываемая мощность пласта:

$$h_{\text{эф п}} = h_{\text{эф}} - h_{\text{эф}} \int_0^{k_i \max} f(k) dk, \quad (\text{XI.44})$$

где $h_{\text{эф}}$ — эффективная нефтенасыщенная мощность пласта; $f(k)$ — плотность распределения проницаемости; $k_i \max$ — нижний предел проницаемости, обусловленный вязкопластичными свойствами нефти.

Тогда

$$\Psi_{h, \mu} = \frac{h_{\text{эф п}}}{h_{\text{эф}}}.$$

Если $\Psi_{h, k}$, обусловленный слоистой неоднородностью по проницаемости, меньше $\Psi_{h, \mu}$, то

$$h_{\text{эф п}} = h_{\text{эф}} \Psi_{h, k}.$$

2. Для непрерывного слоисто-неоднородного по проницаемости пласта мощностью $h_{\text{эф п}}$ перестраивается спектор проницаемости в зависимости от нижнего предела, обусловленного вязкопластичными свойствами нефти. Кроме того, определяется закон распределения проницаемости и его параметры $M(k)$ — среднее значение функции $f(k)$, $\sigma(k)$ — стандартное отклонение и $V(k)$ — коэффициент вариации.

3. По преобразованному таким образом закону распределения проницаемости строится схема слоисто-неоднородного пласта и для каждого однородного прослоя определяется начальный градиент давления сдвига и эффективная депрессия.

4. Из системы уравнений интерференции (по схеме проницаемые галерея — галерея) для каждого однородного по проницаемости и мощности прослоя находятся зависимости дебитов жидкости, нефти и нефтеотдачи во времени.

Для получения технологических показателей разработки неоднородного пласта в целом проводится суммирование результатов по числу разрабатываемых слоев.

Таким образом, изложенная последовательность построения схемы — модели слоисто-неоднородного по проницаемости пласта для расчетов процесса вытеснения вязкопластичных нефтей водой предполагает расчет показателей для каждого однородного слоя проницаемостью k_i при эффективной депрессии $\Delta p_{\text{эф } i} = (p_k - p_c) - G_i (L_i \div \sigma_i / \pi)$.

Расчеты технологических показателей разработки по этой схеме при большом числе слоев различной проницаемости становятся громоздкими даже с применением ЭВМ и требуют значительно больших затрат машинного времени. Кроме того, такая схема предполагает «разрыв» в перепаде давления $(p_k - p_c)$ для каждого прослоя в одном стволе скважины или раздельную эксплуатацию каждого прослоя слоисто-неоднородного по проницаемости пласта одной скважиной.

Расчетную схему — модель и методику расчетов технологических показателей разработки неоднородного по проницаемости пласта при вытеснении вязкопластичных (неньютоновских) нефтей водой можно существенно упростить и свести к общепринятой расчетной схеме вытеснения ньютоновских жидкостей водой в слоисто-неоднородном по проницаемости пласте. В этом случае, учитывая, что характеристики вытеснения в неоднородном по проницаемости пласте пропорциональны в каждом прослое произведению проницаемости на эффективную депрессию ($k_i \Delta p_{эф i}$), исходное распределение проницаемости преобразуется путем умножения проницаемости каждого прослоя фактического распределения на отношение эффективной депрессии для прослоя данной проницаемости к заданной по пласту в целом ($\alpha = \Delta p_{эф i} / (p_k - p_c)$). В этом случае исходное фактическое распределение проницаемости преобразуется в более неоднородное распределение с меньшим средним значением проницаемости.

Таким образом, процесс фильтрации вязкопластичной (неньютоновской) нефти в исходном слоисто-неоднородном пласте со средним значением проницаемости $M(k)_1$, стандартным отклонением $\sigma(k)_1$ и коэффициентом вариации $V(k)_1$ сводится к фильтрации ньютоновской нефти в пласте с меньшим средним значением проницаемости $M(k)_2 < M(k)_1$ и большей степенью неоднородности $\sigma(k)_2 > \sigma(k)_1$, $V(k)_2 > V(k)_1$ при заданной истинной депрессии ($p_k - p_c$).

Такая расчетная схема позволяет дать более четкую физическую интерпретацию фильтрации вязкопластичных флюидов в неоднородных по проницаемости пластах и существенно упростить расчеты технологических показателей разработки на ЭВМ при значительной экономии машинного времени.

Предлагаемая методика расчетов вытеснения вязкопластичных нефтей водой в слоисто-неоднородном по проницаемости пласте применима для низко- и высокопарафинистых нефтей при температуре насыщения ниже начальной пластовой температуры ($t_{нас} < t_{пл}$) и при ($t_{нас} > t_{пл}$) в случае поддержания начальной пластовой температуры путем закачки горячей воды.

При внутриконтурной закачке холодной воды и $t_{нас} \approx t_{пл}$ расчетная схема вытеснения вязкопластичных нефтей может быть также сведена к схеме расчетов вытеснения вязкопластичной нефти горячей водой ($t_{нас} = t_{пл}$) в слоисто-неоднородном пласте меньшей мощности в соответствии с методикой для этих условий, изложенной выше.

В зависимости от степени неоднородности пластов по проницаемости, от степени отставания температурного фронта от положения границы раздела нефть — вода, нижнего предела проницаемости, коэффициентов $\psi_h = f(\Delta p)$ и $\psi_{h, \mu}$ определяется технологический и технико-экономический эффект от закачки холодной и горячей воды при фильтрации вязкопластичных, высокопарафинистых нефтей с температурой насыщения, близкой к начальной пластовой температуре ($t_{нас} \approx t_{пл}$).

Раздел IV

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ

Глава XII

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ

§ 1. ВЫВОД ОСНОВНОЙ ФОРМУЛЫ УПРУГОГО РЕЖИМА

При разработке крупных месторождений или месторождений с обширными областями питания, находящихся под высоким начальным пластовым давлением, происходят длительные процессы перераспределения давления. Эти процессы обусловлены упругими свойствами пласта и жидкости, насыщающей его. Понижение давления в зоне разработки вызывает соответствующее расширение жидкости и сокращение объема пор. Вследствие сужения поровых каналов, а также расширения самой жидкости происходит вытеснение последней к скважинам. Хотя пористость и объем жидкости изменяются в небольших пределах, тем не менее в пластах, объемы которых значительны, влияние упругих свойств становится существенным. Иногда упругий запас, т. е. количество жидкости, которое можно получить за счет упругости породы и насыщающей ее жидкости, оказывается достаточным, чтобы полностью разработать нефтяную залежь. Как увидим ниже, это зависит главным образом от соотношения размеров области питания и запасов нефти, физических свойств коллектора и жидкости, насыщающей его, пластового давления и характера его изменения.

Идея, указывающая на существование упругого режима, впервые была высказана в двадцатых годах нашего столетия И. Н. Стрижовым. Гидродинамическая теория этого режима появилась значительно позже. Впервые теория упругого режима была разработана в 1937 г. М. Маскетом, Р. Шилсюизом и У. Херстом. Однако, как после оказалось, она имела существенные недостатки и, в частности, в ней не учитывалось изменение объемной упругости пласта.

Наиболее полно основы теории упругого режима пластов в Советском Союзе разработаны В. Н. Щелкачевым. Им впервые получено основное дифференциальное уравнение движения сжимаемой жидкости в упругой пористой среде.

Теория упругого режима основывается на предположении, что жидкость и среда — упругие тела, подчиняющиеся при деформации закону Гука, т. е.

$$\frac{d\rho_{\text{ж}}}{dp} = \rho_{\text{ж}}\beta_{\text{ж}}, \quad \frac{dm_{\text{э}}}{dp} = \beta_{\text{с}}, \quad (\text{XII.1})$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости в кг/м³; p — давление в Па; $\beta_{\text{ж}}$ — коэффициент объемной упругости или коэффициент сжимаемости жидкости — величина, обратная модулю упругости жидкости, в Па⁻¹; $\beta_{\text{с}}$ — коэффициент объемной упругости породы — величина, обратная модулю упругости порового пространства, в Па⁻¹; $m_{\text{э}}$ — пористость коллектора (при текущем давлении p).

Исходя из этого и других соображений, было получено исходное дифференциальное уравнение, необходимое для определения плотности $\rho_{\text{ж}}$ или давления p при фильтрации сжимаемой жидкости в упругой среде:

$$\nabla^2 \rho_{\text{ж}} = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial \rho_{\text{ж}}}{\partial t} \quad (\text{XII.2})$$

или приближенно

$$\nabla^2 p = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p^*}{\partial t}, \quad (\text{XII.3})$$

где $\Delta = \nabla^2 = \partial^2/\partial x^2 + \partial^2/\partial y^2 + \partial^2/\partial z^2$ — оператор Лапласа; κ — коэффициент пьезопроводности в м²/с; t — время, отсчитываемое с начала работы пласта, в с.

Уравнения (XII.1) и (XII.2) не учитывают влияние инерционных сил и изменение температуры в пласте. Позже были получены дифференциальные уравнения с учетом влияния сил инерции

$$\nabla^2 p = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} + \rho_{\text{ж}}\beta^* \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} \quad (\text{XII.4})$$

и с учетом изменения температуры пласта (неизотермическая фильтрация)

$$\nabla \frac{k}{\mu_{\text{ж}}} \nabla p = \frac{\partial p}{\partial t} - \alpha^* \frac{\partial T}{\partial t}. \quad (\text{XII.5})$$

Здесь β^* — коэффициент упругости пласта в Па⁻¹; $\nabla = \partial/\partial x + \partial/\partial y + \partial/\partial z$ — оператор Гамильтона; $\alpha^* = \alpha_{\text{с}} + m_0\alpha_{\text{ж}}$ ($\alpha_{\text{с}}$ и $\alpha_{\text{ж}}$ — коэффициенты объемного температурного расширения скелета и жидкости, m_0 — начальная пористость при начальном давлении p_0); T — температура жидкости в К.

Если граничные условия не изменяются во времени, то правые части уравнений (XII.2)—(XII.4) будут равны нулю, и тогда

* Между плотностью $\rho_{\text{ж}}$ и давлением p предполагается существование зависимости: $\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{ат}} \exp [\beta_{\text{ж}}(p - p_{\text{ат}})]$, где $\rho_{\text{ат}}$ — плотность жидкости при атмосферном давлении, $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление.

получим уравнение установившегося движения несжимаемой жидкости в пористой среде, т. е. уравнение Лапласа

$$\nabla^2 p_{ж} = 0 \text{ или } \nabla^2 p = 0. \quad (\text{XII.6})$$

Коэффициент пьезопроводности, входящий в уравнения (XII.2) — (XII.4),

$$\kappa = \frac{k}{\mu_{ж}(\beta_{ж}m_{\Sigma} + \beta_c)} = \frac{k}{\mu_{ж}\beta^*}, \quad (\text{XII.7})$$

где k — коэффициент проницаемости среды в м^2 ; $\mu_{ж}$ — коэффициент динамической вязкости жидкости в $\text{Па}\cdot\text{с}$.

Значения функции $p(\tau_c)$ для месторождения, расположенного в неограни

Параметр	Предел					
	0,01	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25
$p(\tau_c)$	0,112	0,229	0,315	0,376	0,424	0,469
τ_c	1,5	2	2,5	3	4	5
$p(\tau_c)$	0,927	1,020	1,101	1,169	1,275	1,362
τ_c	30	40	50	60	70	80
$p(\tau_c)$	2,147	2,282	2,388	2,476	2,550	2,615
τ_c	600	700	800	900	1000	
$p(\tau_c)$	3,608	3,684	3,750	3,809	3,860	

Как видно из (XII.7), пьезопроводность κ зависит от пористости m_{Σ} , проницаемости k и коэффициентов объемной упругости жидкости $\beta_{ж}$ и пористой среды β_c . Все эти параметры в условиях упруго-водонапорного режима не остаются постоянными. Пористость пласта m_{Σ} зависит от изменения пластового давления и может быть представлена в виде ¹

$$m_{\Sigma} = m_0 \exp[(p - p_0)\beta_c] \approx m_0 + (p - p_0)\beta_c. \quad (\text{XII.8})$$

Проницаемость пласта также зависит от изменения давления:

$$k = k_0 \exp[a_k(p - p_0)] \approx k_0 + a_k(p - p_0), \quad (\text{XII.9})$$

где a_k — коэффициент изменения проницаемости; k_0 — коэффициент проницаемости при начальном давлении p_0 .

При понижении пластового давления проницаемость убывает, с повышением — увеличивается. Очевидно, наибольшая деформация породы, а следовательно, и изменение проницаемости наблюдается в призабойной зоне.

Пренебрегая влиянием инерционных сил в (XII.4) и считая коэффициент пьезопроводности κ постоянным, получим диффе-

¹ Заметим, что существует зависимость пористости не от давления жидкости, а от среднего нормального напряжения, которую при его небольших изменениях можно считать линейной.

ренциальное уравнение теплопроводности (XII.3) (уравнение Фурье), точное решение которого при определенных начальных и граничных условиях было дано Ван Эвердингенем и У. Херстом. Оно представлено в интегральной форме

$$p(\tau_c) = \frac{4}{\pi^2} \int_0^{\infty} \frac{(1 - e^{-u^2 t}) du}{u^3 [J_1^2(u) + Y_1^2(u)]}, \quad (\text{XII.10})$$

где

$$\tau_c = \frac{kt}{m_{\text{ж}} \mu_{\text{ж}} \beta_{\text{ж}} r_c^2},$$

Таблица XII.1

ценном водоносном пласте и эксплуатирующемся с постоянным дебитом

изменения τ_c

0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,503	0,564	0,616	0,659	0,702	0,735	0,772	0,802
6	7	8	9	10	15	20	25
1,436	1,500	1,556	1,604	1,651	1,829	1,960	2,067
90	100	150	200	250	300	400	500
2,672	2,723	2,921	3,064	3,173	3,263	3,406	3,516

$J_1(u)$ и $Y_1(u)$ — функции Бесселя первого порядка первого и второго рядов соответственно.

В табл. XII.1 показаны значения интеграла $p(\tau_c)$ в зависимости от τ_c , изменяющейся в пределах 0,01 ÷ 1000. При значениях выше указанного диапазона действительно решение для точечного стока и поэтому можно считать при $\tau_c > 100$

$$p(\tau_c) = 0,5 (\ln \tau_c + 0,80907). \quad (\text{XII.11})$$

На рис. XII.1 сравниваются данные распределения давления, определенного по формулам (XII.10) и (XII.11).

Пользуясь принципом суперпозиции, М. Маскет [6], по аналогии с решением Х. С. Карслоу, показал, что для стока с постоянной интенсивностью $G(t)$ существует зависимость:

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{0\text{ж}} - \frac{1}{4\pi m_{\text{ж}} kh} \int_0^t \frac{G(\tau)}{t-\tau} e^{-\frac{R^2+r_c^2}{4\kappa(t-\tau)}} I_0 \left[\frac{Rr_c}{2\kappa(t-\tau)} \right] d\tau, \quad (\text{XII.12})$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости в определяемой точке пласта в кг/м³; $\rho_{0\text{ж}}$ — начальная плотность жидкости в пласте в кг/м³; r_c — радиус скважины в м; R — расстояние от источника до точки, в которой определяется плотность жидкости, в м; h — мощность

пласта в м; $G(\tau)$ — масса жидкости, получаемой из скважины. в кг/с; τ — время с начала изменения давления в точке, в которой определяется плотность жидкости, в с; t — время с момента пуска скважины в с; $t - \tau$ — время распространения волны давления от скважины до точки, в которой определяется плотность, в с; $J_0(x)$ — функция Бесселя первого рода нулевого порядка от мнимого аргумента

$$J_0(x) = 1 - \frac{\left(\frac{x}{2}\right)^2}{1!} + \frac{\left(\frac{x}{2}\right)^4}{(2!)^2} - \frac{\left(\frac{x}{2}\right)^6}{(3!)^2} + \dots$$

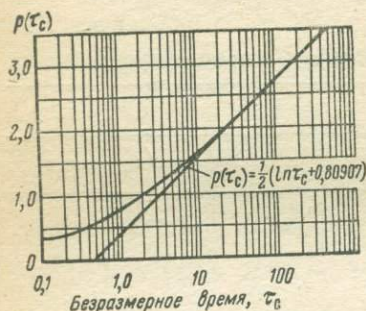


Рис. XII.1. Изменение давления $p(\tau)$ во времени τ

Формулу М. Маскета, справедливую при $r_c = 0$ (точечный источник) и $G(t) = \text{const}$, И. А. Черный преобразовал к удобному для расчетов виду, причем так, что $r_c \neq 0$ и $G(t) \neq \text{const}$.

Обозначим

$$\frac{R^2 + r_c^2}{4\kappa(t - \tau)} = u,$$

откуда

$$\tau = t - \frac{R^2 + r_c^2}{4\kappa u}, \quad d\tau = \frac{R^2 + r_c^2}{4\kappa u^2} du.$$

Далее получим

$$G(\tau) = G\left(t - \frac{R^2 + r_c^2}{4\kappa u}\right).$$

Разложим последнюю функцию в ряд Тейлора

$$G(\tau) = G(t) + \sum_{v=1}^{\infty} \frac{(-1)^v}{v!} \left(\frac{R^2 + r_c^2}{4\kappa u}\right)^v G^{(v)}(t) = G(t, u)$$

и подставим значение $G(\tau)$ в (XII.12). Тогда получим

$$\begin{aligned} \rho_{ж} = \rho_{0ж} - \frac{1}{4\pi\kappa m \vartheta h} \int_{\frac{R^2 + r_c^2}{4\kappa t}}^{\infty} G(t, u) e^{-u} \frac{4\kappa u}{R^2 + r_c^2} \frac{R^2 + r_c^2}{4\kappa u^2} J_0\left[\frac{R r_c 4\kappa u}{2\kappa(R^2 + r_c^2)}\right] \times \\ \times du = \rho_{0ж} - \frac{1}{4\pi\kappa m \vartheta h} \int_{\xi}^{\infty} G(t, u) \frac{e^{-u}}{u} J_0(\zeta u) du, \end{aligned} \quad (\text{XII.13})$$

где

$$\xi = \frac{R^2 + r_c^2}{4\kappa t}; \quad \zeta = \frac{2r_c R}{R^2 + r_c^2}. \quad (\text{XII.14})$$

Теперь подставим значения $G(t, u)$ в уравнение (XII.13), предварительно заменив $(R^2 + r_c^2)/4\kappa$ через $t\xi$:

$$\rho_{ж} = \rho_{0ж} - \frac{1}{4\pi\kappa m_3 h} \left[G(t) \int_{\xi}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} I_0(\zeta u) du + \sum_{\nu=1}^{\infty} \frac{(-1)^{\nu}}{\nu!} t^{\nu} G^{(\nu)}(t) \xi^{\nu} \int_{\xi}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u^{\nu+1}} I_0(\zeta u) du \right]. \quad (\text{XII.15})$$

Рассмотрим интегралы, входящие в каждое слагаемое последнего равенства.

Так как

$$I_0(\zeta u) = 1 + \frac{\zeta^2 u^2}{2^2} + \frac{\zeta^4 u^4}{2^2 \cdot 4^2} + \frac{\zeta^6 u^6}{2^2 \cdot 4^2 \cdot 6^2} + \dots,$$

то первый интеграл уравнения (XII.15)

$$\begin{aligned} & \int_{\xi}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} J_0(\zeta u) du - \int_{\xi}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} \left(1 + \frac{\zeta^2 u^2}{2^2} + \frac{\zeta^4 u^4}{2^2 \cdot 4^2} + \dots \right) du = \\ & = \int_{\xi}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du + \int_{\xi}^{\infty} e^{-u} \left(\frac{\zeta^2 u}{2^2} + \frac{\zeta^4 u^3}{2^2 \cdot 4^2} + \dots \right) du = \\ & = -\text{Ei}(-\xi) + C_0(\zeta) - i_0 = \psi_0(\zeta, \xi), \end{aligned} \quad (\text{XII.16})$$

где $\int_{\xi}^{\infty} e^{-u}/u du = -\text{Ei}(-\xi)$ — символ интегральной показательной функции — табулированной; $C_0(\zeta) - i_0$ — величина, зависящая от ζ и ξ .

При небольших значениях ζ и ξ величина $C_0(\zeta) - i_0$ очень мала и ею можно пренебречь, тогда

$$\psi_0(\zeta, \xi) \approx -\text{Ei}(-\xi).$$

Далее, интегралы

$$\xi^{\nu} \int_{\xi}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u^{\nu+1}} I_0(\zeta u) du \quad \text{при} \quad \xi \rightarrow 0$$

стремятся к пределу $1/\nu$.

С учетом того, что изменение давления в пласте или скважине при постоянной пористости m_3 определяется зависимостью

$$\Delta p = p_0 - p = \frac{(\rho_{0ж} - \rho_{ж}) m_3}{\rho_{0ж} \beta^*},$$

а пьезопроводность $\kappa = k/\mu_{ж}\beta^*$ и $G(t)/\rho_{0ж} = q(t)$, после подстановки их в (XII.15) получим

$$\Delta p = \frac{\mu_{ж}}{4\pi kh} \left\{ q(t) \left[-\text{Ei} \left(-\frac{R^2 + r_c^2}{4\kappa t} \right) \right] + \sum_{\nu=1}^{\infty} \frac{(-1)^\nu}{\nu\nu!} t^\nu q^{(\nu)}(t) \right\}. \quad (\text{XII.17})$$

На стенке скважины $R = r_c$. Откуда, как видно из (XII.14), $\xi = 1$. В этом случае для небольших значений ξ ($< 0,05$), что соответствует большому t , приближенно можно считать

$$\psi_0(1, \xi) = -\text{Ei} \left(-\frac{r_c^2}{2\kappa t} \right) + C_0(1) - i_0 \approx \ln \frac{2\kappa t}{\gamma_3 r_c^2} + C_0(1) - i_0,$$

где γ_3 — константа Эйлера, равная 1,781072;

$$C_0(1) = \frac{\pi}{4} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(2n-1)!!}{2n(4n^2-1)(2n)!!} = 0,6935.$$

Здесь знак !! — обобщенный факториал $(2n-1)!! = 1, 3, 5, \dots, (2n-1)$; $(2n)!! = 2, 4, 6, 8, \dots, (2n)$.

При $\xi = 1$ значение i_0 ничтожно мало. Пренебрегая им, получим

$$\psi_0(1, \xi) = \ln \frac{2\kappa t}{1,78 r_c^2} + 0,6935 = \ln \frac{2,25\kappa t}{r_c^2}.$$

И тогда

$$\Delta p = \frac{\mu_{ж}}{4\pi kh} \left[q(t) \ln \frac{2,25\kappa t}{r_c^2} + \sum_{\nu=1}^{\infty} \frac{(-1)^\nu}{\nu\nu!} t^\nu q^{(\nu)}(t) \right]. \quad (\text{XII.18})$$

Учитывая, что при постоянном отборе $q(t) = q_0$, из (XII.17) получим основную формулу упругого режима

$$\Delta p = -\frac{q_0 \mu_{ж}}{4\pi kh} \text{Ei} \left[-\frac{R^2 + r_c^2}{4\kappa t} \right] \quad (\text{XII.19})$$

или из (XII.18)

$$\Delta p = \frac{q_0 \mu_{ж}}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa t}{r_c^2}. \quad (\text{XII.20})$$

При $R = r_c$ будем иметь:

$$\Delta p = -\frac{q_0 \mu_{ж}}{4\pi kh} \text{Ei} \left[-\frac{r_c^2}{2\kappa t} \right] = -\frac{q_0 \mu_{ж}}{4\pi kh} \text{Ei} \left(-\frac{1}{2f_0} \right), \quad (\text{XII.21})$$

где $f_0 = \kappa t/r_c^2$ — параметр Фурье.

Погрешность основной формулы (XII.21), выраженная в процентах по отношению к Δp , получаемая при соответствующих вычислениях для различных моментов времени t :

Погрешность формулы (XII.21), %	9,4	5,0	2,3	0,6
f_0	5	10	25	100

Таким образом, если известны дебит скважины q_0 , ее радиус r_c , гидропроводность ϵ и пьезопроводность пласта κ , то изменение давления в нем можно определить по формулам (XII.19)—(XII.21). Причем под скважиной в этом случае можно подразумевать любую окружность (например, контур нефтеносности), для которой известен дебит жидкости. Согласно формуле (XII.14), для небольших значений t это может соответствовать сравнительно большим значениям ξ .

Заметим, что для реальных скважин радиусом 0,10—0,15 м в непосредственной близости к ней значение ξ через несколько секунд станет очень малым. Для укрупненных скважин этого может и не быть и тогда при определении понижения давления могут быть допущены погрешности. В таком случае более точные результаты получают по формуле В. Н. Щелкачева для определения понижения давления на стенке укрупненной скважины, которая эксплуатируется в бесконечном пласте с постоянным дебитом q_0 .

Рассматривая месторождение как укрупненную скважину с суммарным дебитом $\sum_{i=1}^{n_э} q_{ж i}$ и радиусом r_c , равным радиусу контура нефтеносности, будем иметь:

$$\Delta p = \frac{\sum_{i=1}^{n_э} q_{ж i} \mu_{ж}}{2\pi k h} \frac{Y(fo')}{\zeta_0}, \quad (\text{XII.22})$$

где $Y(fo')$ и ζ_0 — функции, зависящие от параметра fo' ; ($fo' = \kappa t / R_{п}^2$ — параметр Фурье); $n_э$ — число эксплуатационных скважин.

$$\begin{aligned} Y(fo') = & 0,5 \ln fo' + 0,40454 + 0,25 \frac{1}{fo'} - 0,04688 \left(\frac{1}{fo'}\right)^2 + \\ & + 0,00868 \left(\frac{1}{fo'}\right)^3 - 0,00142 \left(\frac{1}{fo'}\right)^4 + 0,00021 \left(\frac{1}{fo'}\right)^5 - \\ & - 0,00003 \left(\frac{1}{fo'}\right)^6 + \dots \\ \zeta_0 = & 1 - 0,25 \frac{1}{fo'} + 0,09375 \left(\frac{1}{fo'}\right)^2 - 0,02604 \left(\frac{1}{fo'}\right)^3 + \\ & + 0,0057 \left(\frac{1}{fo'}\right)^4 - 0,00103 \left(\frac{1}{fo'}\right)^5 + 0,00016 \left(\frac{1}{fo'}\right)^6 - \dots \end{aligned}$$

По формуле (XII.22) получим результаты с меньшей погрешностью, чем по формуле (XII.19). Погрешность зависит от параметра Фурье. Так, при подсчетах понижения давления Δp на стенке укрупненной скважины по формуле (XII.22) она не превышает 1,9%, если $fo' \geq 10$, и 7%, если $fo' \geq 0,3$, в то время как при определении по формуле (XII.19) погрешность достигает 5% при $fo' \geq 10$; 9,4% при $fo' \geq 5$ и около 35% при $fo' = 1$.

Темп изменения давления на забое возмущающей скважины при постоянном отборе жидкости из пласта неравномерный. В начальной стадии разработки происходит более быстрое понижение давления, а затем оно замедляется. Окончание процесса изменения давления может быть различным. Если в пласте имеется естественная область питания, способная компенсировать отбор жидкости из пласта, то к моменту, когда депрессионная воронка достигнет контура питания, давление в пласте стабилизируется. Если же

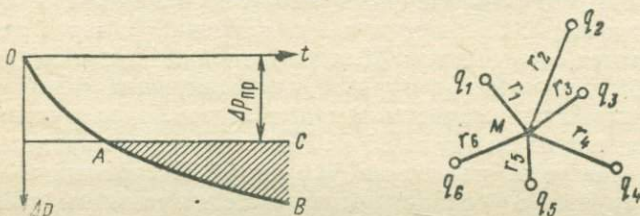


Рис. XII.2. Изменение давления во времени в пласте с упругим режимом при установленной критической депрессии

Рис. XII.3. Схема группы скважин, одновременно эксплуатирующих залежь

пласт ограничен или отбор из пласта превышает возможность пополнения пластовой энергии, то понижение давления будет продолжаться и может стать ниже давления насыщения.

На рис. XII.2 показана зависимость изменения давления во времени в пласте с упругим режимом при установленной критической депрессии, превышать которую нежелательно. В скважинах эта депрессия может быть связана с предельным давлением фонтанирования, а в пласте — с давлением насыщения. При увеличении депрессии по сравнению с критической может прекратиться фонтанирование или начаться выделение газа в пласте.

Можно уменьшить или даже предотвратить понижение давления ниже критического путем уменьшения отбора жидкости из пласта (при этом понижение давления будет меньше, а сроки разработки возрастут) или путем поддержания давления, закачивая рабочий агент в пласт. Тогда линии OA на рис. XII.2 будет соответствовать понижению давления за счет упругих сил, линии AC — при стабильной депрессии в процессе разработки пласта с поддержанием давления. Нежелательно с точки зрения технологии, чтобы понижение давления происходило по линии AB . Очевидно, закачка рабочего агента должна компенсировать избыток понижения давления, указанный заштрихованной площадью ABC . Построение в масштабе теоретического графика изменения давления во времени позволяет определить момент начала повышения давления (точка A) и необходимый прирост давления в различные моменты времени (ординаты между прямой AC и кривой AB).

При эксплуатации группы скважин (рис. XII.3) с помощью метода суперпозиции можно получить расчетную формулу для определения давления в любой точке пласта M

$$\Delta p_M = - \frac{\mu_{ж}}{4\pi kh} \sum_{\lambda=1}^{n_{э}} q_{\lambda} \text{Ei} \left[- \frac{r_{\lambda}^2}{4\kappa (t_{\lambda} - \tau_{\lambda})} \right], \quad (\text{XII.23})$$

где Δp_M — депрессия в точке M к моменту времени t ; q_{λ} — дебит скважины, находящейся на расстоянии r_{λ} от точки M , в м³/с;

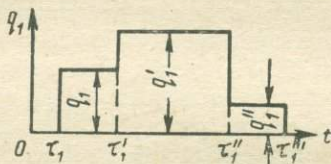


Рис. XII.4. Измерение дебита скважины q_1 в зависимости от времени t

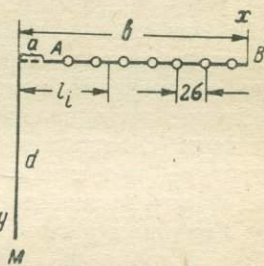


Рис. XII.5. Схема прямолинейного ряда скважин

r_{λ} — расстояние от точки M до скважины в м; t_{λ} — время, прошедшее с начала разработки, в с; τ_{λ} — время, прошедшее с начала разработки к моменту пуска скважины с дебитом q_{λ} , в с; остальные обозначения известны.

Если в точке M расположена скважина, эксплуатирующая с дебитом q_0 , то к формуле (XII.23) следует добавить еще одно слагаемое $\Delta p_{з\text{аб}}$, характеризующее изменение давления, вызванное работой этой скважины

$$\Delta p_{з\text{аб}} = - \frac{q_0 \mu_{ж}}{4\pi kh} \text{Ei} \left[- \frac{r_c^2}{4\kappa (t_{\lambda} - \tau_{\lambda})} \right]. \quad (\text{XII.24})$$

Если среди скважин месторождения есть нагнетательные, то в формуле (XII.23) перед дебитом этих скважин следует поставить знак минус, так как они вызывают уменьшение депрессии (то же самое, если в точке M расположена нагнетательная скважина).

В процессе разработки залежи дебиты скважин могут изменяться. В этом случае формулы (XII.23) и (XII.24) остаются в силе, но увеличение дебита происходит вследствие как бы подключения новой эксплуатационной скважины с дебитом, равным разности нового и предыдущего, а уменьшение его — вследствие подключения новой нагнетательной скважины. Допустим, например, (рис. XII.4): τ_1 — начало работы скважины с дебитом q_1 ;

τ_1' — начало работы скважины с дебитом q_1' ; τ_1'' — начало работы скважины с дебитом q_1'' ; τ_1''' — остановка скважины.

Тогда, очевидно, депрессия в точке M к моменту времени t с начала разработки

$$\Delta p_M = - \frac{\mu_{ж}}{4\pi kh} \left\{ q_1 \text{Ei} \left[- \frac{r_1^2}{4\kappa(t-\tau_1)} \right] + (q' - q_1) \text{Ei} \left[- \frac{r_1^2}{4\kappa(t-\tau_1')} \right] - \right. \\ \left. - (q_1' - q_1'') \text{Ei} \left[- \frac{r_1^2}{4\kappa(t-\tau_1'')} \right] - q_1'' \text{Ei} \left[- \frac{r_1^2}{4\kappa(t-\tau_1''')} \right] \right\}. \quad (\text{XII.25})$$

Любое изменение дебита, происходящее после пуска или остановки скважины, можно учесть по принципу суперпозиции.

При большом числе скважин, эксплуатирующихся с переменным дебитом, гидродинамические расчеты становятся громоздкими. Объединение скважин в группы в зависимости от положения их на структуре, применение линейки Д. Г. Когана или номограмм М. Б. Назаретова значительно облегчает подсчеты.

При линейном расположении скважин (рис. XII.5) изменение давления в точке M , вызванное эксплуатацией скважин этого ряда, можно определить по формуле Н. С. Пискунова:

$$\Delta p_M = - \frac{\mu_{ж}}{4\pi kh} \bar{q} \int_a^b \text{Ei} \left[- \frac{d^2 + l^2}{4\kappa t} \right] dl, \quad (\text{XII.26})$$

где \bar{q} — удельный дебит, приходящийся на единицу длины ряда, в м³/с; $\bar{q} = Q/AB = Q/2\sigma n_3$; Q — суммарный дебит ряда скважин в м³/с; 2σ — расстояние между скважинами в м; d — длина перпендикуляра, опущенного из точки M , в м; a — длина отрезка от конца перпендикуляра до начала ряда (точка A) в м; b — длина отрезка от конца перпендикуляра до конца ряда (точка B) в м.

Интеграл, стоящий в формуле (XII.26), в конечном виде не берется. Его можно вычислить приближенно по параболической формуле Симпсона¹

$$\int_a^b \text{Ei} \left[- \frac{d^2 + l^2}{4\kappa t} \right] dl = \frac{\Delta x}{3} (y_0 + 4y_1 + 2y_2 + 4y_3 + 2y_4 + 4y_5 + y_6). \quad (\text{XII.27})$$

¹ При $d = 0$ (точка M расположена на продолжении прямолинейного ряда скважин) интеграл берется в конечном виде

$$\int_a^b \text{Ei} \left[- \frac{l^2}{4\kappa t} \right] dl = a \text{Ei} \left[- \frac{a^2}{4\kappa t} \right] - b \text{Ei} \left[- \frac{b^2}{4\kappa t} \right] + \\ + \sqrt{4\pi\kappa t} \left[\text{erf} \frac{b}{\sqrt{4\kappa t}} - \text{erf} \frac{a}{\sqrt{4\kappa t}} \right],$$

где $\text{erf } x$ — интеграл вероятностей — функция Крампса.

При расчетах по формуле (XII.27) удобно пользоваться табл. XII.2.

Таблица XII.2

Номер члена i	l_i	y_i	Номер члена i	l_i	y_i
0	a	$Ei \left[-\frac{d^2 + a^2}{4\kappa t} \right]$	4	$a + 4ax$	$Ei \left[-\frac{d^2 + l_4^2}{4\kappa t} \right]$
1	$a + \Delta x$	$Ei \left[-\frac{d^2 + l_1^2}{4\kappa t} \right]$	5	$a + 5ax$	$Ei \left[-\frac{d^2 + l_5^2}{4\kappa t} \right]$
2	$a + 2\Delta x$	$Ei \left[-\frac{d^2 + l_2^2}{4\kappa t} \right]$	6	b	$Ei \left[-\frac{d^2 + b^2}{4\kappa t} \right]$
3	$a + 3\Delta x$	$Ei \left[-\frac{d^2 + l_3^2}{4\kappa t} \right]$			

Примечание: $\Delta x = \frac{b-a}{6}$; $l_i = a + i \Delta x$.

§ 2. ПЛАСТ ОГРАНИЧЕННЫХ РАЗМЕРОВ

Приведенные в § 1 настоящей главы формулы, позволяющие определять при отборе жидкости изменение давления в зависимости от времени в условиях упругого режима, строго говоря, справедливы для бесконечно больших размеров гидродинамической системы, т. е. такой, в которой объем воды водонапорной области в несколько сотен раз больше объема нефти в залежи. Это позволяет пользоваться в довольно широком диапазоне полученных ранее формулами для ограниченной залежи с конечным радиусом контура питания. Тем не менее во избежание погрешностей целесообразно рассматривать ограниченный пласт. В таком пласте необходимо оценку разработки залежи вести с учетом первой и второй фаз развития неустановившегося процесса перераспределения давления.

Время, необходимое для достижения воронкой депрессии естественных границ (первая фаза), определяется по формуле

$$t = \frac{R_k^2 - r_c^2}{4\kappa},$$

где R_k — радиус контура тектонической или литологической границы бассейна в м; r_c — радиус скважины.

После установления длительности первой фазы можно определить извлекаемые запасы. Оставшиеся запасы должны быть извлечены при второй фазе разработки пласта (при переменном давлении на контуре).

Давление $p_{заб}$ в любой момент времени на забое возмущающей скважины и давление p'_0 на внешней непроницаемой границе в таком ограниченном пласте можно определить по формуле

$$p_0 - p_{заб} = \frac{q_0 \mu_{ж}}{2\pi kh} \left[\ln \frac{R_K}{r_c} - \frac{3}{4} + \frac{1}{2} \left(\frac{r_c}{R_K} \right)^2 + \right. \\ \left. + 2Fo - 2 \sum_{v=1}^{\infty} \frac{J_0 \left(x_v \frac{r_c}{R_K} \right) \exp(-x_v^2 Fo)}{x_v^2 J_0^2(x_v)} \right], \quad (\text{XII.28})$$

$$p_0 - p'_0 = \frac{q_0 \mu_{ж}}{2\pi kh} \left[-\frac{1}{4} + 2Fo - 2 \sum_{v=1}^{\infty} \frac{\exp(-x_v^2 Fo)}{x_v^2 J_0^2(x_v)} \right], \quad (\text{XII.29})$$

где x_v — корни уравнения функции Бесселя $J_0(x_v) = 0$; $Fo = \kappa t / R_K^2$ — параметр Фурье; q_0 — дебит скважины, расположенной в центре кругового закрытого пласта (постоянный).

Формулы (XII.28) и (XII.29) справедливы лишь при $R_K \gg r_c$. Если это неравенство не соблюдается, особенно при изучении поведения давления в укрупненной скважине, когда R_K в 5–10 раз больше r_c , пользоваться этими формулами не следует.

С достаточной точностью можно определить давление в любой точке ограниченного закрытого пласта по приближенной формуле:

$$p_0 - p = \frac{q_0 \mu_{ж}}{2\pi kh} \left[\ln \frac{R_K}{r} + \frac{1}{2} \left(\frac{r}{R_K} \right)^2 + 2Fo - \frac{3}{4} \right]. \quad (\text{XII.30})$$

Заметим, что приведенная формула справедлива только при равномерно неустановившемся состоянии фильтрационного потока, т. е. при таком состоянии пласта, когда скорость понижения пьезометрического уровня в возмущающей и во всех реагирующих скважинах будет одинаковой и постоянной. Такое состояние устанавливается, очевидно, позже всего на непроницаемой границе пласта при $r = R_K$ и $p = p'_0$. Тогда из (XII.30) имеем:

$$p_0 - p'_0 = \frac{q_0 \mu_{ж}}{2\pi kh} \left[2Fo - \frac{1}{4} \right]. \quad (\text{XII.31})$$

Здесь также необходимо соблюдать неравенство $R_K \gg r_c$. Если оно соблюдается, дебит q_0 можно определять по формуле

$$q_0 = \frac{2\pi kh (p'_0 - p_{заб})}{\mu_{ж} \left[\ln \frac{R_K}{r_c} - \frac{1}{2} \right]}. \quad (\text{XII.32})$$

Погрешность при расчетах по приближенной формуле (XII.31) зависит от параметра Фурье. В этом случае полученные результаты отличаются от результатов подсчетов по точной формуле (XII.29) на 0,3% при $Fo = 0,5$, на 1,2% при $Fo = 0,3$, на 3,4%

при $F_0 = 0,25$ и на 11% при $F_0 = 0,2$. Оценку погрешности при незначительном превышении R_k по отношению к r_c , например при $R_k = 10 r_c$, и подробное исследование этого вопроса можно найти в книге [18].

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТОВ СКВАЖИН ПРИ УПРУГО-ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Определение дебитов скважин и распределение давления в пласте в условиях упругого режима при тех или иных начальных и граничных условиях обычно связано с решением сложных уравнений. Между тем существуют достаточно простые приближенные способы определения этих величин. В частности, Э. Б. Чекалюк предложил определять дебит скважины, эксплуатирующейся в условиях упругого режима, с помощью приведенного радиуса влияния R_t .

Чтобы найти радиус влияния R_t , сравним формулу дебита стационарного притока жидкости в полосовой (линейной) залежи

$$q_c = f_i \frac{k}{\mu_{ж}} \frac{\Delta p}{l_t - l_0}$$

с формулой нестационарного притока

$$q_t = f_t \frac{k}{\mu_{ж}} \frac{\Delta p}{\sqrt{\pi \lambda t}}.$$

После сравнения получим приведенную длину влияния скважины в полосовой залежи

$$l_t = l_0 + \sqrt{\pi \lambda t}, \quad (\text{XII.33})$$

где l_0 — длина залежи.

Проделав то же самое, для сферического радиального потока, где при стационарном течении

$$q_{\Sigma} = 4\pi r_c \frac{k}{\mu_{ж}} \frac{\Delta p}{1 - \frac{r_c}{R_t}}$$

и нестационарном

$$q_t = 4\pi r_c \frac{k}{\mu_{ж}} \left[1 + \sqrt{\frac{r_c^2}{\pi \lambda t}} \right] \Delta p,$$

получим тот же результат, т. е.

$$R_t = r_c + \sqrt{\pi \lambda t}. \quad (\text{XII.34})$$

Очевидно, приведенный (условный) радиус влияния скважины плоскорадиального потока должен находиться в пределах между значениями приведенного радиуса влияния скважины для линейного и для пространственного потоков. Но так как крайние пределы сходятся, то приведенный радиус влияния скважины

плоскорadiaльного потока определяется по той же формуле, как и для одномерного и трехмерного потоков.

Зная приведенный радиус, можно легко определить дебит скважины q . При заданном забойном давлении в течение первой фазы

$$q = \frac{2\pi kh (p_0 - p_{заб})}{\mu_{ж} \ln(1 + V \pi f_0)} \quad (\text{XII.35})$$

Как показывают расчеты, даже в самых неблагоприятных случаях получают по формуле (XII.35) результаты с большой точностью: максимальная погрешность в определении дебита не превышает 1,2%. Также с достаточной точностью можно определить дебит скважины по формуле Б. А. Богачева

$$q = \frac{4\pi kh (\ln f_0 - 1) (p_0 - p_{заб})}{\mu_{ж} (\ln f_0)^2} \quad (\text{XII.36})$$

§ 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАПАСОВ, ПОЛУЧАЕМЫХ ЗА СЧЕТ УПРУГИХ СВОЙСТВ ЖИДКОСТИ И ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Важно выяснить, какая часть промышленных запасов нефти может быть добыта за счет объемного расширения жидкости и породы. С этой целью сперва рассмотрим полосовую залежь (рис. XII.6).

В условиях одномерного движения конечной формой пьезометрической линии будет прямая. Это позволяет считать общее падение давления

$$\frac{p - \bar{p}}{2} = \frac{\Delta \bar{p}}{2},$$

где $\Delta \bar{p}$ — разность между давлением воды на контуре питания и средним пластовым давлением в нефтяной части пласта в Па.

Приращение давления на единицу объема воды, очевидно, будет:

$$\frac{\Delta \bar{p}}{2} \beta^*.$$

Приращение объема промышленных запасов на весь объем воды при пренебрежении приращением объема нефти

$$\Delta V_{пр} = \frac{\Delta \bar{p}}{2} \beta^* h B_3 l_B,$$

где B_3 — длина пласта в м; l_B — ширина водонасыщенной части пласта в м.

С другой стороны, объем промышленных запасов нефти

$$V_{пр} = m_s h B_3 l_H,$$

где l_H — ширина нефтенасыщенной части пласта в м.

Тогда часть промышленных запасов, которая может быть получена за счет приращения объема воды,

$$\theta_3 = \frac{\Delta \bar{p}}{2} \beta^* \frac{hB_3}{m_3 h B_3} \frac{l_b}{l_n} = \frac{\Delta \bar{p}}{2 m_3} \beta^* \frac{l_b}{l_n}, \quad (\text{XII.37})$$

т. е. чем больше перепад давления и отношение ширины водонасыщенной части пласта к ширине нефтенасыщенной и чем больше коэффициент упругости пласта, тем больше «прирост» жидкости, получаемой за счет упругих свойств воды и части коллектора, насыщенной водой.

В круговой залежи часть промышленных запасов, которая может быть получена за счет упругих свойств жидкости и коллектора, можно определить по формуле В. Ю. Кима

$$\theta_3 = \frac{4k \Delta \bar{p}}{\kappa m_3 \mu_{ж}} \left[\text{Ei} \left(2 \ln \frac{R_K}{r_c} \right) - \text{Ei} \left(\ln \frac{R_K}{r_c} \right) - \ln 2 \right]. \quad (\text{XII.38})$$

Зная эти запасы, легко найти ту часть, которая может быть добыта после перехода упругого режима в другой режим.

§ 5. СХЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для рационального проектирования разработки и эксплуатации нефтяного месторождения следует исходить в первую очередь из тех или иных вариантов темпов отбора нефти. При упруго-водонапорном режиме это соответствует заранее заданным объемным расходам нагнетаемой в пласт воды. По формулам (XII.1) и (XII.2) данной главы определяется изменение пластового давления в какой-либо характерной части пласта при различных темпах отбора жидкости.

В первом приближении можно проследить изменение давления на начальном контуре нефтеносности. Иначе говоря, для упрощения гидродинамических расчетов можно рассмотреть пласт как скважину большого диаметра, приняв первоначальный контур нефтеносности за радиус укрупненной скважины $r_c = R_n$ с деби-

том, равным суммарному отбору жидкости $\sum_{i=1}^{n_3} q_i$. Процесс внутри контура нефтеносности можно считать стационарным. Схему размещения скважин следует выбирать в зависимости от условий и особенностей разработки залежи; если основная часть промышленных запасов будет отбираться при режиме вытеснения, то скважины следует размещать по схеме водонапорного режима. Если же возможен переход упруго-водонапорного режима в режим

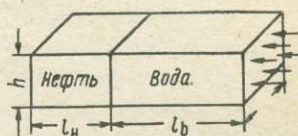


Рис. XII.6. Элемент полой залежи

растворенного газа, то должна быть выбрана схема размещения скважин, соответствующая этому режиму.

При заданном (постоянном) отборе нефти из укрупненной скважины определяют понижение давления на границе водонефтяного контакта, а затем — время разработки пласта. Как видно из рис. XII.7, время разработки пласта в условиях упругого режима — время стягивания контура нефтеносности — для различных отборов и одного и того же давления насыщения будет различным;

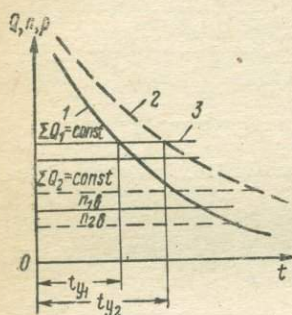


Рис. XII.7. Изменение параметров пласта, разрабатываемого в условиях упруго-водонапорного режима при различных вариантах отбора жидкости.

1 — изменение пластового давления на первоначальном контуре нефтеносности при отборе жидкости $\sum_{i=1}^{n_1} q_{ж i}$; 2 — то же, но при $\sum_{i=1}^{n_2} q_{ж i}$; 3 — линии давления насыщения или давления фонтанирования; $n_{1В}$ — число скважин при $\sum_{i=1}^{n_1} q_{ж i}$; $n_{2В}$ — число скважин при $\sum_{i=1}^{n_2} q_{ж i}$

чем больше отбор жидкости, тем меньше время работы пласта при упругом режиме t_{y1}, t_{y2}, \dots

Как уже отмечалось, описанный метод расчета основных показателей, характеризующих работу пласта, приближенный. Для более точного расчета необходимо учитывать работу отдельных скважин и определять изменения давления не на контуре нефтеносности, а в наиболее характерной части (точке) пласта. В этой части пластовое давление будет падать значительно быстрее, чем на контуре нефтеносности. Видимо, такой точкой следует признать центр залежи или ее ось. Расчет следует вести по соответствующим формулам упругого режима при различных заданных отборах жидкости (по формуле (XII.23) — для круговой залежи или по формуле (XII.26) — при линейном расположении скважин). При этом значительно увеличится объем вычислительных работ и без применения ЭВМ процесс расчета станет затруднительным.

Получив различные варианты разработки, оценивают их экономически, а затем выбирают эффективный.

Глава XIII

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

В условиях режима растворенного газа вытеснение нефти из пласта к скважинам происходит за счет энергии газа, выделяющегося из нефти при понижении давления ниже давления насыщения. Так как газ растворен по всей нефтенасыщенной обла-

сти, то, очевидно, в процессе разработки залежи такого типа скважины должны быть размещены так, чтобы в равной степени можно было бы использовать пластовую энергию. Если соблю-
 дать это условие, то можно получить такое размещение скважин,
 при котором каждая из них (пущенная в эксплуатацию в одно
 и то же время) будет эксплуатировать свой удельный объем пла-
 ста или свою удельную площадь дренирования. Каждый такой
 объем или каждая удельная площадь дренирования условно огра-
 ничены так называемыми нейтральными линиями, на которых
 градиент давления должен быть равным нулю. Форма удельной
 площади зависит от принятой сетки размещения скважин: тре-
 угольной, прямоугольной (квадратной), либо неравномерной (в со-
 ответствии с неоднородностью пласта).

Поскольку залежь, на которой расположены скважины, условно разделена на элементарные удельные объемы (площади), то, очевидно, достаточно первоначально изучить работу лишь одной (типовой) скважины, обслуживающей один (свой) удельный объем. Это значительно упрощает гидродинамические расчеты. Однако при этом не учитывается интерференция скважин и, как выяснится далее (§ 4), такое допущение приводит к значительным погрешностям при оценке технологических показателей разработки и в особенности при одновременном вводе скважин в эксплуатацию.

Движение газированной жидкости (нефти) в пористой среде описывается системой двух нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных второго порядка для двух фаз без учета капиллярных сил и гравитации [7].

$$\nabla \left\{ \left[\frac{\rho_{\Gamma}(p) F_{\Gamma}(s_{\text{H}})}{\mu_{\Gamma}(p)} + \frac{S_1(p) F_{\text{H}}(s_{\text{H}})}{\mu_{\text{H}}(p) b_{\text{H}}(p)} \right] \nabla p \right\} =$$

$$= \frac{m_{\text{э}}}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left[\rho_{\Gamma}(p) (1 - s_{\text{H}}) + \frac{S_1(p)}{b_{\text{H}}(p)} s_{\text{H}} \right], \quad (\text{XIII.1})$$

$$\nabla \left[\frac{F_{\text{H}}(s_{\text{H}})}{\mu_{\text{H}}(p) b_{\text{H}}(p)} \nabla p \right] = \frac{m_{\text{э}}}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{s_{\text{H}}}{b_{\text{H}}(p)} \right], \quad (\text{XIII.2})$$

где $F_{\text{H}}(s_{\text{H}}) = k_{\text{H}}/k$, $F_{\Gamma}(s_{\text{H}}) = k_{\Gamma}/k$ — относительные проницаемости пласта соответственно для нефти и газа, зависящие только от насыщенности; s_{H} — насыщенность порового пространства нефтью; k — коэффициент проницаемости однородной (однофазной) жидкости в м^2 ; $\rho_{\Gamma}(p)$ — относительная плотность свободного газа; p — давление в пласте в Па; $m_{\text{э}}$ — пористость пласта; $b_{\text{H}}(p)$ — объемный коэффициент нефти в $\text{м}^3/\text{м}^3$; $\mu_{\text{H}}(p)$, $\mu_{\Gamma}(p)$ — абсолютные вязкости соответственно нефти и газа при давлении p в Па · с; $S_1(p)$ — растворимость газа в нефти, выраженная объемом растворенного газа на единицу объема жидкости при нормальных условиях, в $\text{м}^3/\text{м}^3$; t — время в с.

Входящие в эти уравнения значения $S_1(p)$, $b_n(p)$, $\mu_n(p)$, $\mu_r(p)$; $\rho_r(p)$ рассматриваются как известные функции давления. Вид этих функций устанавливается экспериментально и поэтому решение приведенной системы дифференциальных уравнений в общем виде сопряжено с математическими трудностями.¹ Для некоторых частных случаев система (XIII.1) и (XIII.2) решена С. А. Христиановичем, М. Д. Миллиончиковым и М. Д. Розенбергом, а для одномерного потока — проинтегрирована численным способом М. Маскетом [7].

К. А. Царевич решил задачу истощения кругового пласта с центральной скважиной при режиме растворенного газа методом последовательной смены стационарных состояний. При этом учитывалась зависимость между давлением p и нефтенасыщенностью на внешней непроницаемой границе пласта. Для трех значений коэффициента растворимости газа и нефти S_0 эти зависимости представлены в виде таблиц. За основу вычислений принимались выражения для $F_n(s_n) = k_n/k$ и $F_r(s_r) = k_r/k$, полученные после обработки экспериментальных данных Р. Викова и М. Ботсета.

Решение К. А. Царевича впоследствии было уточнено М. Д. Розенбергом, Л. А. Зиновьевой, М. М. Глоговским, Г. П. Гусейновым, Н. А. Черепахиным и другими.

Вначале рассмотрим процесс разработки залежи при установившемся движении газированной жидкости, затем — при не установившемся.

§ 1. УСТАНОВИВШЕЕСЯ ДВИЖЕНИЕ ГАЗИРОВАННОЙ ЖИДКОСТИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Обработывая результаты экспериментальных исследований установившегося движения газированной жидкости в пористой среде, проведенных Р. Виковым и И. Ботсетом, С. А. Христианович показал, что вдоль линии тока существует некоторый постоянный параметр ξ_1 , прямо пропорциональный газовому фактору Γ и связанный с ним соотношением:

$$\xi_1 = \frac{\mu_r}{\mu_n} \Gamma = \mu_{0r}^{-1} \Gamma. \quad (\text{XIII.3})$$

Если отношение $\mu_{0r}^{-1} = \mu_r/\mu_n$ постоянное, при установившейся фильтрации газированной жидкости газовый фактор должен быть постоянным (через каждое замкнутое сечение пласта, окружающее скважину, проходят одни и те же массы жидкости и газа в свободном состоянии).

¹ Для получения достоверных теоретических данных система дифференциальных уравнений (XIII.1) и (XIII.2) решается методами конечных разностей с использованием ЭВМ.

На основании дифференциальных уравнений (XIII.1) и (XIII.2), экспериментальных исследований Р. Викова и М. Ботсета и данных С. А. Христиановича напишем два уравнения: первое — для расхода жидкой фазы газированной жидкости при фильтрации ее в направлении L

$$Q_{гж} = - \frac{k_n f(L)}{\mu_n} \frac{dp}{dL} \quad (\text{XIII.4})$$

и второе — для расхода газообразной фазы при фильтрации ее в том же направлении

$$Q_g = - \frac{k_g f(L) p_0}{\mu_g} \frac{dp}{dL} + Q_{гж} S_0 p_0, \quad (\text{XIII.5})$$

где $Q_{гж}$ — объемный расход жидкости через сечение пласта в $\text{м}^3/\text{с}$; Q_g — приведенный к атмосферному давлению объемный расход газа (свободного и растворенного) через сечение пласта $f(L)$ в $\text{м}^3/\text{с}$; dp/dL — градиент давления p ; $p_0 = p/p_{\text{ат}}$ — безразмерное давление; S_0 — коэффициент объемной растворимости газа в нефти: $S_0 = S(p)/\rho_{\text{ог}}$. Здесь $\rho_{\text{ог}}$ — плотность газа при атмосферном давлении $p_{\text{ат}}$.

Учитывая, что в условиях установившейся фильтрации газовый фактор постоянен, из (XIII.4) и (XIII.5) имеем

$$\Gamma = \frac{Q_g}{Q_{гж}} = p_0 \left[\mu_{\text{ог}} \frac{k_g}{k_n} + S_0 \right] = \text{const}. \quad (\text{XIII.6})$$

Уравнение (XIII.6) выражает связь газового фактора Γ с эффективными проницаемостями для газа k_g и жидкости k_n и давлением в пласте p_0 .

Обозначая $a_0 = \mu_{\text{ог}}^{-1} S_0$, $G(s_n) = k_g/k_n$ и учитывая, что $\xi_1 = \mu_{\text{ог}}^{-1} \Gamma$, из уравнения (XIII.6) найдем

$$p_0 = \frac{\xi_1}{G(s_n) + a_0} \quad (\text{XIII.7})$$

или

$$p^* = \frac{1}{G(s_n) + a_0}, \quad (\text{XIII.8})$$

где

$$p^* = \frac{p_0}{\xi_1}. \quad (\text{XIII.9})$$

На основании (XIII.8) построена кривая $p^* = p^*(s_n)$ (рис. XIII.4).

Значения функции $G(s_n)$ можно найти по формулам: для несцементированных песков

$$G(s_n) = \frac{1,16(1-s_n)^2 - 0,01}{1,06s_n^3 - 0,06} \quad \text{при } 0,6 < s_n < 0,9, \quad (\text{XIII.10})$$

для цементированных песков

$$G(s_n) = \frac{48(1-s_n)^4}{s_n(s_n-0,5)} \quad \text{при } s_n > 0,9. \quad (\text{XIII.11})$$

Рассматривая функцию $G(s_n)$ как отношение $k_r/k : k_n/k = F_r(s_n) : F_n(s_n)$, можно найти ее значение по соответствующим графикам (рис. XIII.2) и (рис. XIII.3) или по табл. XIII.1.

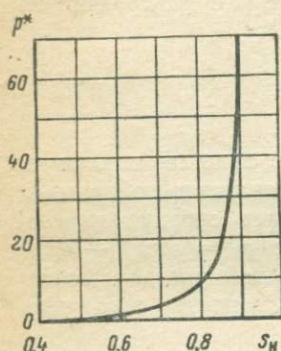


Рис. XIII.1. Зависимость давления p^* от насыщенности s_n жидкостью пористого пространства

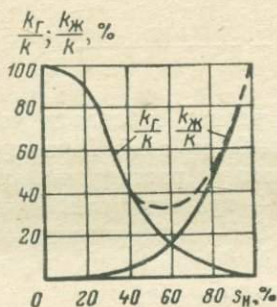


Рис. XIII.2. Зависимость относительных фазовых проницаемостей для газа и жидкости от насыщенности s_n для нецементированных песков

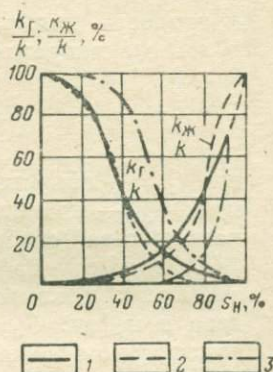


Рис. XIII.3. Зависимость относительной фазовой проницаемости от насыщенности s_n :

1 — нецементированные пески; 2 — известняки; 3 — песчаники

По известным параметрам определяют дебит скважины:

$$q_n = \frac{2\pi kh}{\mu_n \ln \frac{R_k}{r_c}} (H_k - H_{заб}), \quad (\text{XIII.12})$$

где R_k и r_c — соответственно радиусы контура области дренирования и скважины в м; H_k и $H_{заб}$ — функции С. А. Христиановича на контуре области дренирования ($r = R_k$) и на стенке скважины ($r = r_c$) в Па.

Иначе говоря, задача определения дебита скважины при установившейся фильтрации газированной жидкости сводится к определению размерных функций H_k и $H_{заб}$.

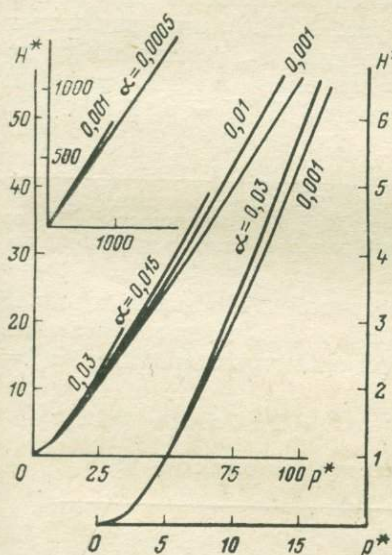
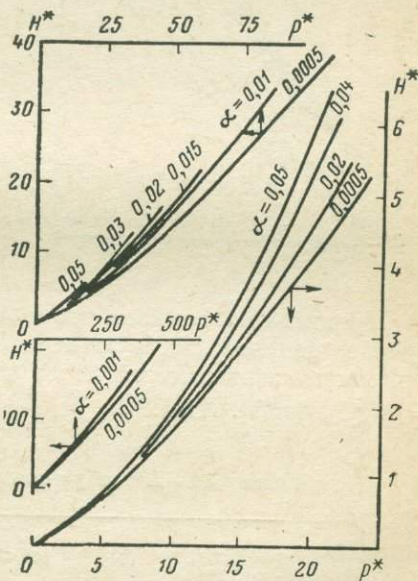
Известно, что

$$H = \frac{1}{k} \int_0^p k_n dp. \quad (\text{XIII.13})$$

Зависимость между относительной фазовой проницаемостью

$$F_H(s_H) = \frac{k_H}{k} \text{ и отношением } G(s_H) = \frac{k_T}{k_H}$$

Насыщенность s_H	$G(s_H)$	$F_H(s_H)$	Насыщенность s_H	$G(s_H)$	$F_H(s_H)$
1,00		1,0000	0,82	$0,7166 \cdot 10^{-1}$	0,5245
0,99	$0,1198 \cdot 10^{-3}$	0,9685	0,81	0,8320	0,5033
0,98	0,4948	0,9377	0,80	0,9613	0,4827
0,97	1,1500	0,9074	0,79	1,1060	0,4626
0,96	2,1140	0,8778	0,78	1,2670	0,4430
0,95	3,4170	0,8488	0,77	1,4480	0,4239
0,94	5,0900	0,8204	0,76	1,6495	0,4053
0,93	7,1700	0,7926	0,75	1,8720	0,3872
0,92	9,7000	0,7654	0,74	2,1220	0,3695
0,91	$1,2720 \cdot 10^{-2}$	0,7388	0,73	2,4000	0,3524
0,90	1,6280	0,7127	0,72	2,7100	0,3356
0,89	$0,2043 \cdot 10^{-1}$	0,6873	0,71	3,0540	0,3194
0,88	0,2521	0,6624	0,70	0,3439	0,3036
0,87	0,3072	0,6380	0,69	0,3869	0,2882
0,86	0,3702	0,6142	0,68	0,4347	0,2733
0,85	0,4417	0,5910	0,67	0,4880	0,2588
0,84	0,5226	0,5683	0,66	0,5480	0,2448
0,83	0,6138	0,5461	0,65	0,6149	0,2311

Рис. XIII.4. Зависимость H^* от p^* для нецементированных песков при различных значениях α Рис. XIII.5. Зависимость H^* от p^* для цементированных песков при различных значениях α

Вводя безразмерную переменную $H^* = H/p_{\text{ат}}\xi_1$, получаем

$$H^* = \frac{1}{k} \int_0^p k_H \frac{dp}{p_{\text{ат}}\xi_1}. \quad (\text{XIII.14})$$

Но так как $p = p_{\text{ат}}\xi_1 p^*$, а $dp = p_{\text{ат}}\xi_1 dp^*$, то

$$H^* = \frac{1}{k} \int_0^{p^*} k_H dp^*. \quad (\text{XIII.15})$$

Если известна зависимость $k_H = k_H(p^*)$, то, задаваясь различными значениями p^* , можно найти отвечающие им значения интеграла (XIII.15) как площади, ограниченной кривой $k_H = k(p^*)$, осью абсцисс и соответствующими значениями p^* .

При помощи кривых $H^* = H^*(p^*)$ (рис. XIII.4), построенных И. Д. Амелиным для нецементированных песков и С. Н. Бузиновым и И. Д. Умрихиным для цементированных песков и доломитов (рис. XIII.5 и рис. XIII.6) при различных значениях a_0 , можно найти по p^* значение H^* , а затем и функцию H ($H = p_{\text{ат}}\xi_1 H^*$).

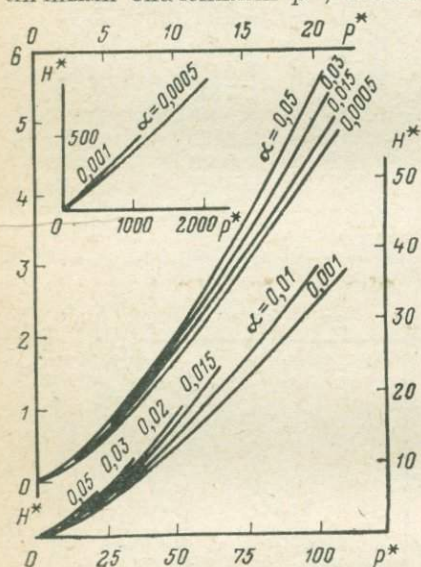


Рис. XIII.6. Зависимость H^* от p^* для известняков и доломитов

Практика показывает, что с достаточной точностью и довольно просто значения H^* , а затем и H (H_K) и $H_{\text{заб}}$ можно определить с помощью зависимостей H^* от p^* при различных значениях $a_0 = \mu_{\text{ог}}^{-1} S_0$ (табл. XIII.2).

Таблица XIII.2

Зависимость H^* от p^* при различных значениях a_0 [9]

$a_0 = \mu_{\text{ог}}^{-1} S_0$	$p^* < 15$	$p^* \geq 15$
0,010	$H^* = 0,31$	$0,63p^* - 5,0$
0,015	$H^* = 0,33$	$0,67p^* - 5,3$
0,020	$H^* = 0,35$	$0,71p^* - 5,6$

§ 2. НЕУСТАНОВИВШЕЕСЯ РАДИАЛЬНОЕ ДВИЖЕНИЕ ГАЗИРОВАННОЙ ЖИДКОСТИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

В условиях режима растворенного газа при неподвижном водо-нефтяном контакте дифференциальное уравнение материального баланса запишется просто:

$$q_n dt = -\Omega_y d\bar{s}_n, \quad (\text{XIII.16})$$

где q_n — дебит нефти, получаемой из залежи — удельной площади или удельного объема, в $\text{м}^3/\text{с}$; t — время с момента пуска скважины в эксплуатацию в с; Ω_y — удельный объем пористого пространства нефтяной залежи в м^3 ; \bar{s}_n — средневзвешенная насыщенность пористого пространства залежи нефтью:

$$\bar{s}_n = \frac{1}{\Omega_y} \int s_n d\Omega_y.$$

Учитывая, что количество газа, извлеченного за время dt из пласта, соответствует разности между начальным и оставшимся запасами, можно написать уравнение материального баланса в следующем виде:

$$\begin{aligned} q_g dt &= -d [\Omega_y S_0 \bar{s}_n \bar{p}_G + \Omega_y (1 - s_{св} - s_n) \bar{p}_G] = \\ &= -\Omega_y S_0 (\bar{p}_G d\bar{s}_n + \bar{s}_n d\bar{p}_G) - \Omega_y [(1 - s_{св} - \bar{s}_n) d\bar{p}_G - \bar{p}_G d\bar{s}_n], \end{aligned} \quad (\text{XIII.17})$$

где $s_{св}$ — насыщенность пористого пространства связанной водой; $\bar{p}_G = \bar{p}/p_{ат}$ — средневзвешенное по объему давление; остальные обозначения известны.

Входящие в уравнение (XIII.17) произведения $\Omega_y S_0 \bar{s}_n \bar{p}_G$ и $\Omega_y (1 - s_{св} - \bar{s}_n) \bar{p}_G$ представляют приведенные к атмосферному давлению объемы соответственно растворенного и нерастворенного газов, содержащихся в пласте.

Откуда

$$q_g = -\Omega_y S_0 \left(\bar{p}_G \frac{d\bar{s}_n}{dt} + \bar{s}_n \frac{d\bar{p}_G}{dt} \right) - \Omega_y \left[(1 - s_{св} - \bar{s}_n) \frac{d\bar{p}_G}{dt} - \bar{p}_G \frac{d\bar{s}_n}{dt} \right]. \quad (\text{XIII.18})$$

Из уравнения (XIII.16) имеем

$$q_n = -\Omega_y \frac{d\bar{s}_n}{dt}. \quad (\text{XIII.19})$$

Деля (XIII.18) на (XIII.19), получим формулу для газового фактора:

$$F = \bar{p}_G (S_0 - 1) + \frac{d\bar{p}_G}{d\bar{s}_n} [1 - s_{св} - \bar{s}_n + S_0 \bar{s}_n]. \quad (\text{XIII.20})$$

Б. Б. Лапук показал, что в условиях радиальной фильтрации газированной жидкости средневзвешенное по объему давление

p_0 почти не отличается от давления на контуре p_k . При таких условиях, как видно из рис. XIII.1, средневзвешенная насыщенность s_n будет еще меньше отличаться от насыщенности s_k на контуре. Таким образом, можно считать, что

$$\bar{p}_0 = p_k \quad \text{и} \quad \bar{s}_n = s_k. \quad (\text{XIII.21})$$

Учитывая (XIII.21), уравнение (XIII.20) напишем в следующем виде:

$$G = p_k (S_0 - 1) + \frac{dp_k}{ds_k} [1 - s_{св} - s_k + S_0 s_k]. \quad (\text{XIII.22})$$

С другой стороны, значение газового фактора на контуре можно определить по формуле (XIII.6)

$$G = \mu_{ог} p_k [G(s_k) + a_0]. \quad (\text{XIII.23})$$

Приравняв правые части уравнений (XIII.22) и (XIII.23), получим

$$\frac{dp_k}{p_k} = \eta(s_k) ds_k, \quad (\text{XIII.24})$$

где

$$\eta(s_k) = \frac{\mu_{ог} G(s_k) + 1}{(S_0 - 1) s_k - s_{св} + 1}. \quad (\text{XIII.25})$$

Интегрируя дифференциальное уравнение (XIII.24) от p_n (начальное давление) до p'_k и от $s_{0н}$ (начальная насыщенность) до s_k , имеем

$$\ln \frac{p'_k}{p_n} = \int_{s_{0н}}^{s_k} \eta(s_k) ds_k. \quad (\text{XIII.26})$$

Потенцируя последнее выражение, получим зависимость между давлением и насыщенностью на контуре в следующем виде:

$$p = p_n \exp \int_{s_{0н}}^{s_k} \eta(s_k) ds_k. \quad (\text{XIII.27})$$

Учитывая равенство (XIII.21), из (XIII.19) получим

$$q_n = -\Omega_y \frac{ds_k}{dt}. \quad (\text{XIII.28})$$

Если рассматривать процесс неустановившегося движения газированной жидкости в пористой среде как последовательную смену стационарных состояний и учитывать соображения, изложенные в § 1 настоящей главы для определения дебита жидкости, можно воспользоваться соответствующей формулой расхода при установившейся фильтрации несжимаемой жидкости, т. е.

$$q_n = \eta_0 (H_k - H_{заб}), \quad (\text{XIII.29})$$

где

$$\eta_3 = \frac{2\pi kh}{\mu_n \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (\text{XIII.30})$$

Для решения задачи необходимо установить граничные условия. На скважине они могут быть в виде:

1) постоянной скорости фильтрации жидкости и газа в призабойной зоне ¹

$$q_n \left(1 - s_n + \frac{r}{p_{заб}} \right) = \text{const}; \quad (\text{XIII.31})$$

2) постоянного давления на забое скважины

$$p_{заб} = \text{const}; \quad (\text{XIII.32})$$

3) постоянного дебита жидкости

$$q_n = \text{const} \quad (\text{XIII.33})$$

и др.

Совместное решение уравнений (XIII.23), (XIII.27)—(XIII.29), (XIII.31)—(XIII.33) позволяет определить изменение во времени дебита жидкости, газового фактора, пластового давления и нефтенасыщенности.

Зная дебит жидкости q_n , дебит газа можно найти по формуле

$$q_g = q_n \Gamma. \quad (\text{XIII.34})$$

При определении показателей разработки следует оценить работу пласта в течение первой фазы неустановившейся фильтрации жидкости (в начале разработки пласта, когда давление на контуре p_k еще остается неизменным).

Очевидно, с момента вскрытия пласта (начало отбора нефти) до достижения фронтом депрессии контура питания пройдет некоторое время, за которое будет извлечено нефти

$$Q_n = \Omega_y (p_k - \bar{p}_6). \quad (\text{XIII.35})$$

Но так как $p_k \approx \bar{p}_6$, то $Q_n \approx 0$, т. е. в первую фазу неустановившейся фильтрации отбирается из пласта лишь небольшое количество нефти. Отсюда следует, что при решении многих практических задач можно пренебречь временем, в течение которого распространяется фронт депрессии от скважины до контура питания, и отбором нефти за это время Q_n . При этом считать, что в момент вскрытия пласта радиус действия скважины достигает контура питания.

Однако во время решения задач, связанных с интерпретацией данных испытания скважин, необходимо учитывать первую фазу неустановившейся фильтрации.

¹ Получение этой зависимости см. [3]

§ 3. ПРИТОК ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ К СКВАЖИНАМ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ ОТ ДАВЛЕНИЯ

Полученные в первых параграфах данной главы зависимости насыщенности от давления на контуре замкнутой залежи газированной нефти справедливы в предположении, что в процессе разработки залежи вязкость нефти не изменяется: считалось, что в процессе дегазации не изменяется и объем нефти, т. е. предполагалось, что объемный коэффициент нефти остается постоянным и равным единице ($b_n(p) = 1$). Далее также считалось, что растворимость газа в пластовых условиях подчиняется линейному закону Генри ($S_0 = \text{const}$), а вязкость нефти не зависит от давления. Методика расчетов разработки залежи базировалась на экспериментальных зависимостях относительных проницаемостей для жидкости и газа от насыщенности, полученных Р. Виковым и М. Ботсетом.

Исследования показали, что в процессе истощения залежи ни одно из перечисленных условий фактически не соблюдается; вязкость нефти, ее объемный коэффициент и коэффициент растворимости газа меняются с изменением давления. В связи с этим допущения, сделанные при гидродинамических расчетах движения газированной нефти, часто приводят к существенным погрешностям.

Во избежание этих погрешностей необходимо учитывать свойства пластовых жидкостей и их изменения в процессе разработки. Тогда при установившемся плоскорадиальном течении реальной газированной жидкости в пористой среде система уравнений (XIII.1) и (XIII.2) запишется так:

$$\nabla \left\{ \left[\frac{\rho_r(p) F_r(s_n)}{\mu_r(p)} + \frac{S_1(p)}{\mu_n(p)} \frac{F_n(s_n)}{b_n(p)} \right] \nabla p \right\} = 0, \quad (\text{XIII.36})$$

$$\nabla \left[\frac{F_n(s_n)}{\mu_n(p) b_n(p)} \nabla p \right] = 0. \quad (\text{XIII.37})$$

Правые части системы уравнений равны нулю, так как считается, что характеристика потока не зависит от времени t и является функцией только координат.

Очевидно, скорость фильтрации жидкой фазы

$$\bar{v}_n = - \frac{k_n}{\mu_n(p)} \text{grad } p. \quad (\text{XIII.38})$$

Объемный расход этой фазы с учетом изменения объема нефти и количества растворенного газа

$$\frac{\bar{v}_n}{b_n(p)} = - \frac{k_n \text{grad } p}{\mu_n(p) b_n(p)}. \quad (\text{XIII.39})$$

Скорость фильтрации газовой фазы

$$\bar{v}_r = - \frac{k_r}{\mu_r(p)} \text{grad } p, \quad (\text{XIII.40})$$

а объемный расход газовой фазы, приведенной к атмосферным условиям,

$$\bar{v}_r \rho_r(p) + \frac{S_1(p) \bar{v}_n}{b_n(p)}. \quad (\text{XIII.41})$$

Отсюда газовый фактор¹

$$G = G(s_n) \mu_{0r}(p) \rho_r(p) b_n(p) + S_1(p). \quad (\text{XIII.42})$$

Так же как и прежде, в условиях установившегося режима газовый фактор вдоль линии тока остается неизменным (постоянным). Введя в уравнение (XIII.37) вместо p функцию H , получим для разности этих функций:

$$H_k - H_{\text{заб}} = \int_{p_{\text{заб}}}^{p_k} \frac{F_n(s_n)}{\mu_n(p) b_n(p)} dp. \quad (\text{XIII.43})$$

Значение интеграла в правой части уравнения можно определить численным интегрированием. Однако при этом возникают некоторые затруднения. М. Д. Розенбергом и А. А. Боксерманом, а затем в несколько ином виде И. Д. Амелиным предложен способ определения разности функции Христиановича по данным исследования скважин методом установившихся состояний:

$$H_k - H_{\text{заб}} = \frac{q}{q_1} \left[\frac{p_k - p_1}{\mu(p_1) b_n(p)} - \frac{p_k - p_n}{\mu(p_n) b_n(p_n)} \right],$$

где q_1 — дебит нефти при забойном давлении p_1 выше давления насыщения p_n ; p_k — пластовое давление; $\mu(p_n)$ — вязкость жидкости при давлении, равном давлению насыщения; $b_n(p_n)$ — объемный коэффициент нефти при давлении, равном давлению насыщения.

Для определения разности функций $H_k - H_{\text{заб}}$ необходимо замерить дебиты скважины при последовательном понижении забойного давления до значения ниже давления насыщения.

Л. А. Зиновьевой на основании анализа подынтегрального выражения (XIII.43) для большого количества нефтей была показана возможность аппроксимации этого выражения прямой линией, т. е.

$$\frac{F_n(s_n)}{\mu_n(p) b_n(p)} = b_1 p + b_2, \quad (\text{XIII.44})$$

¹ Расчеты показывают, что при насыщениях, близких к единице (например при $1 \geq s_n \geq 0,95$), значения газовых факторов, определенные по формулам (XIII.6) и (XIII.42), почти одинаковы.

где b_1 и b_2 — коэффициенты аппроксимации (постоянные для данной нефти и газа при определенных давлениях).

Подставляя уравнение прямой в (XIII.43), получим:

$$H_K - H_{заб} = \frac{b_1}{2} (p_K^2 - p_{заб}^2) + b_2 (p_K + p_{заб}). \quad (\text{XIII.45})$$

Коэффициенты b_1 и b_2 определяются из уравнения прямой, записанного для $p_{заб}$ и p_K :

$$b_1 = \frac{\frac{F_n(s_n)}{\mu_n(p_K) b_n(p_K)} - \frac{F_n(s_{заб})}{\mu_n(p_{заб}) b_n(p_{заб})}}{p_K - p_{заб}}; \quad (\text{XIII.46})$$

$$b_2 = \frac{F_n(s_n)}{\mu_n(p_K) b_n(p_K)} - b_1 p_K,$$

где $F_n(s_K)$ и $F_n(s_{заб})$ соответствуют фазовым проницаемостям на контуре питания и на забое скважины.

Коэффициенты b_1 и b_2 определяют по графику зависимости вязкости нефти μ , объемного коэффициента λ и растворимости газа в нефти N от давления и по кривым фазовых проницаемостей.

Такая приближенная замена подынтегральной функции (XIII.46) значительно упрощает расчеты притока газированной нефти к скважинам: к тому же получаемые результаты хорошо сходятся с данными, полученными при более точных вычислениях. В связи с этим гидродинамические расчеты притока нефти к скважинам при проектировании разработки залежей в условиях режима растворенного газа можно вести следующим образом. Прежде всего рассчитывается зависимость пластовое давление — нефтенасыщенность. Затем для каждой пары значений p_K и s_K определяют дебиты нефти при заданном забойном давлении или при заданном дебите — забойное давление. Рассмотрим оба случая.

Заданное забойное давление

Дебит нефти записывается в следующем виде:

$$q_n = \frac{2\pi kh}{\ln \frac{R_K}{r_{пр}} - \frac{1}{2}} (H_K - H_{заб}), \quad (\text{XIII.47})$$

где $r_{пр}$ — приведенный радиус гидродинамически несовершенной скважины.

Из (XIII.43) и (XIII.44) разность функции

$$H_K - H_{заб} = \Phi(\bar{p}) (p_K - p_{заб}), \quad (\text{XIII.48})$$

где

$$\Phi(\bar{p}) = \left[\frac{F_n(s_n)}{\mu_n(p) b_n(p)} \right]_{p=\bar{p}}. \quad (\text{XIII.49})$$

Чтобы найти значение функции $\varphi(\bar{p})$, принимают среднее давление $\bar{p} = (p_k + p_{зab})/2$ и из (XIII.42) определяют отношение фазовых проницаемостей, соответствующее \bar{p} :

$$G(\bar{s}_n) = \frac{\Gamma - S_1(\bar{p})}{\mu_{ог}(\bar{p}) b_n(\bar{p}) \rho_{г}(\bar{p})}.$$

По отношению фазовых проницаемостей $G(\bar{s}_n)$ определяют насыщенность \bar{s}_n , соответствующую давлению \bar{p} . Далее находят относительную проницаемость $F_n(s_n)$, соответствующую \bar{p} , и по формуле (XIII.49) вычисляют функцию $\varphi(\bar{p})$. Зная $\varphi(\bar{p})$, по формуле (XIII.47) определяют дебит нефти для данной пары значений p_k и s_k .

$$q_n = \frac{2\pi kh\varphi(\bar{p})(p_k - p_{зab})}{\ln \frac{R_k}{r_{пр}} - \frac{1}{2}}.$$

Изменение насыщенности, а следовательно, и всех эксплуатационных параметров во времени находят численным интегрированием по формуле

$$t_n = \pi h m_3 R_k^2 \frac{s_{кн}}{b_n(R_{кн})} \int \frac{1}{q_n} d \left[\frac{s_k}{b_n(p_k)} \right] \quad (\text{XIII.50})$$

$$\frac{s_{он}}{b_n(p_n)}$$

или

$$t_n = \frac{\pi h m_3 R_k^2}{2} \sum_{i=1}^{n_{ст}} \left[\frac{1}{q_{ni}} + \frac{1}{q_{n(i+1)}} \right] \left[\frac{s_{ki}}{b_n(p_{ki})} - \frac{s_{k(i+1)}}{b_n(p_{k(i+1)})} \right] \quad (\text{XIII.51})$$

где $n_{ст}$ — число ступеней изменения нефтенасыщенности.

Заданный дебит нефти

Забойное давление при заданном дебите нефти приближенно определяется при решении уравнения (XIII.45).

Коэффициенты b_1 и b_2 для каждой пары значений p_k и s_k определяются по формулам (XIII.46). Подставляем $p_{зab i}$ вместо $p_{зab}$, где $p_{зab i}$ выбирается из условия, что выражение (XIII.44) справедливо в интервале $p_k > p_{зab i} \geq (1,5 \div 2)$ МПа.

Из условия постоянства газового фактора по линии тока

$$G(s_i) = \frac{\Gamma - S_1(p_i)}{\mu_{ог} b_n(p_i) \rho_{г}(p_i)}. \quad (\text{XIII.52})$$

В том же порядке, что и при заданном забойном давлении вычисляется $F_n(s_i)$.

Для тех же целей можно использовать и графический способ. Решая уравнения (XIII.45)—(XIII.46) и учитывая (XIII.44), найдем, что в случае заданного дебита разность функций $H_K - H_{зab}$ можно записать в виде

$$H_K - H_{зab} = \frac{p_K - p_{зab}}{2} \left[\frac{F_H(s_K)}{\mu_H(p_K) b_H(p_K)} + \frac{F_H(s_{зab i})}{\mu_H(p_{зab i}) b_H(p_{зab i})} \right] \quad (\text{XIII.53})$$

или

$$H_K - H_{зab} = (p_K - p_{зab}) \Phi_1(p). \quad (\text{XIII.54})$$

Если обозначим

$$\Phi_1(p) = \frac{1}{2} \left[\frac{F_H(s_K)}{\mu_H(p_K) b_H(p_K)} + \frac{F_H(s_{зab i})}{\mu_H(p_{зab i}) b_H(p_{зab i})} \right], \quad (\text{XIII.55})$$

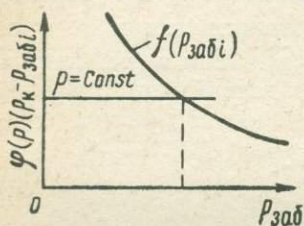


Рис. XIII.7. Графическое определение забойного давления при заданном дебите скважины

то дебит нефти

$$q_H = \frac{2\pi kh(p_K - p_{зab i}) \Phi_1(p)}{\ln \frac{R_K}{r_{np}} - \frac{1}{2}}.$$

Так как дебит в каждый момент времени известен, то

$$(p_K - p_{зab i}) \Phi_1(p) = P, \quad (\text{XIII.56})$$

где

$$P = \frac{q_H \left(\ln \frac{R_K}{r_{np}} - \frac{1}{2} \right)}{2\pi kh}.$$

В уравнении (XIII.55) первое слагаемое функции известно, поскольку заданы давление $\Phi_1(p)$ и насыщенность s_K на контуре (или средние значения их в залежи). Второе слагаемое определяется в том же порядке, что и при заданном забойном давлении.

В результате расчетов получим ряд значений $p_{зab i}$ и соответствующие им $\Phi_1(p)$. Но произведения $\Phi_1(p)(p_K - p_{зab i})$ равно постоянной P , поскольку задан дебит нефти. В связи с этим можно графически определить величину забойного давления. На рис. XIII.7 показано, что значение этого давления при заданном дебите находится в точке пересечения кривой $\Phi_1(p)(p_K - p_{зab i}) = f(p_{зab i})$ и прямой $P = \text{const}$.

Изменение всех эксплуатационных параметров во времени находится по формуле (XIII.51), а при $q_H = \text{const}$ — по формуле

$$t_n = \frac{\pi h m_\varepsilon R_K^2}{q_H} \left[\frac{s_{K0}}{b_H(p_{c0})} - \frac{s_{Kn}}{b_H(p_{Kn})} \right]. \quad (\text{XIII.57})$$

Для определения показателей разработки при режиме растворенного газа необходимо располагать экспериментальными за-

висимостями вязкости μ_n и μ_r , плотности ρ_n и ρ_r , объемного коэффициента $b_n(p)$ и количества растворенного в нефти газа s_n от давления p .

В заключение этого параграфа покажем еще один приближенный способ решения основных дифференциальных уравнений (XIII.1) и (XIII.2), предложенный А. А. Боксерманом, Ф. Я. Завовским и С. Г. Каменецким.

После несложного преобразования и подстановки в эти уравнения значения газового фактора по формуле (XIII.42), получим¹

$$\nabla \left[\Gamma \frac{F_n(s_n)}{\mu_n(p) b_n(p)} \nabla p \right] = \frac{m_3}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left[\rho_r(p) (1-s_n) + \frac{S_1(p)}{b_n(p)} s_n \right], \quad (\text{XIII.58})$$

$$\nabla \left[\Gamma \frac{F_n(s_n)}{\mu_n(p) b_n(p)} \nabla p \right] - \frac{F_n(s_n)}{\mu_n(p) b_n(p)} \nabla p \nabla \Gamma = \Gamma \frac{m_3}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{s_n}{b_n(p)} \right]. \quad (\text{XIII.59})$$

Принимая второе слагаемое левой части уравнения (XIII.60) равным нулю, что возможно лишь при условии постоянства газового фактора по линии тока, из (XIII.58) и (XIII.59) имеем

$$\Gamma \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{s_n}{b_n(p)} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\rho_r(p) (1-s_n) + \frac{S_1(p)}{b_n(p)} s_n \right]. \quad (\text{XIII.60})$$

Из уравнения (XIII.60) найдем

$$\begin{aligned} & \frac{\partial s_n}{\partial t} = \\ & \frac{s_n \frac{\Gamma}{b_n^2(p)} \frac{db_n(p)}{dp} + \frac{s_n \left[b_n(p) \frac{dS_1(p)}{dp} - S_1(p) \frac{db_n(p)}{dp} \right]}{b_n^2(p)} + (1-s_n) \frac{d\rho_r}{dp}}{\frac{\Gamma}{b_n(p)} - \frac{S_1(p)}{b_n(p)} + \rho_r(p)} \frac{\partial p}{\partial t}. \end{aligned} \quad (\text{XIII.61})$$

Подставляя производную $\partial s_n / \partial t$ из уравнения (XIII.61) в (XIII.2), после некоторого преобразования получим:

$$\begin{aligned} & \nabla \left[\frac{F_n(s_n)}{\mu_n(p) b_n(p)} \nabla p \right] = \\ & = \frac{m_3}{k} \frac{s_n}{b_n(p)} \frac{\left[\frac{dS_1(p)}{dp} - \rho_r \frac{db_n(p)}{dp} \right] + (1-s_n) \frac{d\rho_r}{dp}}{\Gamma - S_1(p) + \rho_r(p) b_n(p)} \frac{\partial p}{\partial t}. \end{aligned} \quad (\text{XIII.62})$$

Если теперь осреднить значение нелинейного коэффициента в левой части этого уравнения, то получим:

$$\nabla^2 p = \frac{1}{\kappa^*} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (\text{XIII.63})$$

¹ Умножая (XIII.2) на газовый фактор Γ , прибавляя к левой части и отнимая $F_n(s_n) / [\mu_n(p) b_n(p)] \Delta p \nabla \Gamma$, получим уравнение (XIII.59).

где

$$\kappa^* = \frac{k}{m_{\text{э}}} \frac{[F - S_1(p) + \rho_{\Gamma}(p) b_{\text{н}}(p)] \frac{F_{\text{н}}(s_{\text{н}})}{\mu_{\text{н}}(p) b_{\text{н}}(p)}}{\frac{s_{\text{н}}}{b_{\text{н}}(p)} \left[\frac{dS_1(p)}{dp} - \rho_{\Gamma}(p) \frac{db_{\text{н}}(p)}{dp} \right] + (1 - s_{\text{н}}) \frac{d\rho_{\Gamma}}{dp}}$$

После некоторых преобразований имеем:

$$\kappa^* = \frac{k}{m_{\text{э}} \mu_{\text{н}}(p) \beta_{\Gamma\text{ж}}},$$

$$\beta_{\Gamma\text{ж}} = \frac{\frac{s_{\text{н}}}{b_{\text{н}}(p)} \left[\frac{1}{\rho_{\Gamma}(p)} \frac{dS_1(p)}{dp} - \frac{db_{\text{н}}(p)}{dp} \right] + (1 - s_{\text{н}}) \frac{1}{\rho_{\Gamma}(p)} \frac{d\rho_{\Gamma}}{dp}}{\left[\frac{F_1(s_{\text{н}})}{\mu_{\Gamma}(p)} + \frac{F_{\text{н}}(s_{\text{н}})}{\mu_{\Gamma}(p)} \right] \mu_{\text{н}}(p)}$$

Если изменением коэффициента в левой части уравнения (XIII.62) пренебречь нельзя, то

$$\nabla^2 H = \frac{1}{\kappa^*} \frac{\partial H}{\partial t}, \quad (\text{XIII.64})$$

где

$$H = \int_0^p \frac{F_{\text{н}}(s_{\text{н}})}{\mu_{\text{н}}(p) b_{\text{н}}(p)} dp.$$

Многочисленные расчеты показывают, что κ^* газированной жидкости в большинстве случаев изменяется вблизи скважины. Поэтому в первом приближении можно считать $\kappa^* = \text{const}$.

Уравнение (XIII.64) является уравнением упругого режима с коэффициентом пьезопроводности κ^* . Аналогом коэффициента упругости пласта является параметр $\beta_{\Gamma\text{ж}}$.

§ 4. ПРИБЛИЖЕННЫЙ МЕТОД УЧЕТА ИНТЕРФЕРЕНЦИИ И ТЕМПОВ ВВОДА СКВАЖИН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ

Ряд незначительных по запасам нефтяных месторождений СССР разрабатывают при режиме растворенного газа. Большинство месторождений США в основной период разработки эксплуатируют при естественных режимах истощения и, в частности, при режиме растворенного газа, и лишь на поздних стадиях разработки с поддержанием давления.

Одной из актуальнейших задач при проектировании и разработке нефтяных месторождений является задача установления целесообразного времени начала разработки с применением систем воздействия и, в частности, заводнения.

Для решения указанных задач необходимо выполнить гидродинамические расчеты изменения технологических показателей разработки залежи нефти при режиме растворенного газа. До настоящего времени эти гидродинамические расчеты выполняют для идеализированных условий равномерного размещения и од-

новременного ввода всех скважин в эксплуатацию. При этом расчеты проводят лишь для одной скважины, а показатели разработки залежи нефти в целом получают путем суммирования пропорционально числу скважин без учета влияния интерференции и темпов ввода их в эксплуатацию.

Из практики разработки месторождений нефти известно, что в первые годы их эксплуатации пользуются разведочными скважинами, расположенными по неравномерной сетке, и в последующем разбуривают по той или иной системе размещения скважин в соответствии с комплексной схемой разработки в течение 3—5 лет. Неучет интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию существенно влияет на проектные технико-экономические показатели разработки. Особенно влияние этих факторов велико на нефтеотдачу при разработке месторождений нефти в условиях режима растворенного газа.

Действительно, за период ввода новых скважин в эксплуатацию (в зависимости от темпов ввода) свойства газированной нефти могут значительно измениться $\bar{p}(t)$, $s(\bar{p})$, $\lambda(\bar{p})$, $\beta^*(\bar{p})$, $\kappa^*(\bar{p})$. Эти скважины будут эксплуатироваться при других физических и термодинамических условиях (по сравнению с ранее введенными в эксплуатацию).

Обычно нефтеотдачу η при режиме растворенного газа определяют лишь по зависимости давления от нефтенасыщенности $p = p(s)$:

$$\eta(p) = 1 - \frac{s(p) \lambda(p_0)}{s_0 \lambda(p)}, \quad (\text{XIII.65})$$

где p и s — функции времени (t). Зависимость же $p = p(s)$ определяется, в основном, по изменению свойств газонасыщенной жидкости, газового фактора и фазовых проницаемостей от давления. Таким образом, нефтеотдача η по (XIII.65) определяется по значению конечного давления (p_k) в залежи нефти, при котором выполняются расчеты по уравнению (XIII.65). Однако зависимость $\eta = \eta(p_k)$ неоднозначна. Одно и то же значение p_k можно получить при различных заданных темпах отбора (дебитах скважин), темпах и последовательности ввода скважин в эксплуатацию, различных параметрах пласта. Даже в условиях одинаковых по проницаемости и мощности залежей нефти одному и тому же значению $p(s)$ в зависимости от заданных дебитов нефти скважин (темпов отбора), темпов и последовательности ввода их в эксплуатацию может соответствовать несколько значений $\rho(t)$, а следовательно, и $\eta(t)$. Эту неопределенность в расчетах нефтеотдачи при режиме растворенного газа можно исключить путем учета интерференции скважин в процессе их эксплуатации и оценки нефтеотдачи из условия материального баланса:

$$\bar{\eta}(t) = \int_0^t \frac{q_H(t)}{V_{Г\text{зан}}} dt, \quad (\text{XIII.66})$$

где $V_{г\text{ зап}}$ — запасы. Определим последовательность приближенных гидродинамических расчетов нефтеотдачи и других показателей разработки с учетом интерференции скважин и темпов ввода их в эксплуатацию при режиме растворенного газа. Результаты решения задачи проиллюстрируем на примере гипотетической залежи нефти.

Последовательность приближенных гидродинамических расчетов

В § 3 настоящей главы предложен приближенный метод расчетов технологических показателей разработки с учетом интерференции скважин при режиме растворенного газа. Метод предполагает сведение системы нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих процесс нестационарной фильтрации газированной нефти в пористой среде, к одному линейному уравнению типа теплопроводности, которое обычно применяют для характеристики процесса фильтрации при упругом режиме.

При этом вводятся понятия об эквиваленте упругости (сжимаемости) $\beta^*(p)$ и пьезопроводности $\kappa^*(p)$ газонефтяной смеси и пласта, а принципы гидродинамических расчетов при режиме растворенного газа по существу сводятся к принципам расчетов при упругом режиме фильтрации.

Таким образом, при режиме растворенного газа, так же как и при упругом режиме, можно определить технологические показатели разработки с учетом интерференции скважин, темпов и последовательности ввода их в эксплуатацию, используя принцип суперпозиции источников — стоков и метод смены стационарных состояний, шаг за шагом, в определенных интервалах изменения пластового давления во времени, в пределах которых пьезопроводность газированной нефти можно принять постоянной ($\kappa^* = \text{const}$). В соответствии с изложенным предлагается следующая последовательность решения задачи по определению технологических показателей разработки залежи нефти с учетом интерференции скважин и темпов их ввода в эксплуатацию при режиме растворенного газа.

Рассматривается однородный по проницаемости и мощности бесконечный пласт. Известны свойства пласта и зависимости свойств пластовых газожидкостных смесей от давления $[\mu(p), \lambda(p), N(p)]$. Начальное пластовое давление равно давлению насыщения. Заданы в общем случае неравномерное размещение скважин с постоянными, но различными дебитами q_{ni} ; темп и последовательность ввода их в эксплуатацию. В случае замкнутой, ограниченной залежи нефти (выклинивание, литологические замещения, дизъюнктивные нарушения) скважины (источники) отображаются относительно границ непрерывности пласта, и пластовая система приводится к бесконечной.

Определить изменение давления в любой точке залежи (p_M), в том числе и на забоях скважин (p_{ci}), среднее давление в пределах объема пласта, приходящегося на каждую скважину $p_i(t)$, добычу нефти $Q_n(t)$ и нефтеотдачу залежи $\eta(t)$ с учетом интерференции скважин при различных темпах ввода их в эксплуатацию на период максимально допустимого снижения пластового давления в критической области пласта и за весь срок разработки залежи в целом.

Поставленная задача общая как для режима растворенного газа, так и для упругого режима. В частном случае при постоянной пьезопроводности пласта ($\kappa^* = \text{const}$), не зависящей от давления, получим известную постановку задачи по определению технологических показателей разработки при заданных дебитах скважин в условиях упругого режима.

При режиме растворенного газа она более общая, но и более сложная, и решается с большим числом допущений, нежели при упругом режиме, в следующей последовательности:

1. При известных характеристиках свойств нефти от давления определяют зависимость изменения нефтенасыщенности s от давления $p - \bar{p} = \bar{p}(s)$.

2. Определяют зависимость фазовой проницаемости от нефтенасыщенности $k_n(\bar{s})$ и строят зависимость $\xi = \xi(p)$, где

$$\xi = \frac{\lambda(p) \mu_n(p)}{k_n(s)}.$$

3. Путем дифференцирования зависимостей объемного коэффициента пластовой нефти от давления $\lambda(p)$ определяют зависимость эквивалента упругости (сжимаемости) газонефтяной смеси от давления $\beta^* = \beta^*(p)$.

4. Определяют зависимость пьезопроводности пласта, насыщенного газированной нефтью от давления $\kappa^* = \kappa^*(p)$:

$$\kappa^* = \frac{k_n(s)}{\mu(p) \beta^*(p) m}.$$

5. Используя метод смены стационарных состояний для интервалов времени Δt_i , в пределах которых пьезопроводность κ^* можно принять постоянной по принципу суперпозиции дебитов скважин и их отображений, рассчитывают распределение разности функций С. А. Христиановича $\Delta H = H_n - \bar{H}_i$ в любой точке пласта, в том числе и на забое скважины:

$$\Delta H = H_n - H_i = -\frac{1}{4\pi h \xi} \sum_{i=1}^n q_{ni} \text{Ei} \left(-\frac{r_i^2}{4\kappa_i^* t_i} \right).$$

Здесь n — число скважин и их отображений относительно границ залежи.

Таким образом, получают зависимость разности функций Христиановича $\Delta H = f(t)$, а следовательно, с учетом соотношения

$$\Delta H = \int_{p_i}^{p_n} \frac{k_H(s)}{\mu(p)\lambda(p)} dp$$

и перепады давления $\Delta p = p_n - p_i = f(t)$. Затем определяют изменение среднего давления во времени в пределах объема пласта, приходящегося на каждую скважину, а следовательно, и средневзвешенного давления по залежи в целом:

$$\bar{p} = \frac{\bar{p}_1 V_1 + \bar{p}_2 V_2 + \dots + \bar{p}_n V_n}{\sum_{i=1}^n V_i}$$

6. Путем суммирования дебитов по скважинам с учетом темпов ввода их в эксплуатацию определяется накопленная добыча нефти к заданному моменту времени, например к моменту (T) снижения пластового давления до критического в центральных элементах залежи

$$Q(t) = \sum q_i n_i \Delta t,$$

7. Нефтеотдача отдельных элементов (в пределах объемов, приходящихся на скважину) и по залежи в целом определяется из условия материального баланса:

$$\eta(t) = \frac{\int_0^t q_H(t) dt}{V_{г\text{ зап}}}$$

8. После снижения давления до критического значения в отдельных элементах скважин они отключаются. Вновь выполняют расчеты изменения давления по пласту, определяют общий срок разработки залежи нефти и конечной нефтеотдачи.

Максимальное значение нефтеотдачи определяется зависимостью $p = p(s)$ для единственной скважины или группы скважин, эксплуатирующихся независимо в бесконечном пласте.

Анализ результатов расчетов

Проиллюстрируем изложенную методику на примере гипотетической залежи нефти.

Залежь нефти замкнутая, со средними значениями эффективной нефтенасыщенности мощности $h = 40$ м, проницаемости $k = 0,925$ мкм² и пористости $m = 0,2$. Начальное пластовое давление равно давлению насыщения $p_0 = p_n = 97 \cdot 10^5$ Па (97 кгс/см²). Начальный газовый фактор $G_0 = 59$ м³/м³. Зависимости свойств пластовой нефти от давления по данным исследований PVT [$\mu(p)$, $\lambda(p)$]

и $N(p)$ приведены на рис. XIII.8. Абсолютная вязкость газа $\mu_r = 0,015$ сП. Геологические запасы нефти $V_{зг} = 22,85$ млн. м³. На залежи размещено 12 эксплуатационных скважин по равномерной квадратной сетке (600 × 600).

Дебит скважины постоянен и равен $q_n = 36,7$ м³/сут. Для оценки влияния интерференции скважин и темпов их ввода в эксплуатацию гидродинамические расчеты технологических показате-

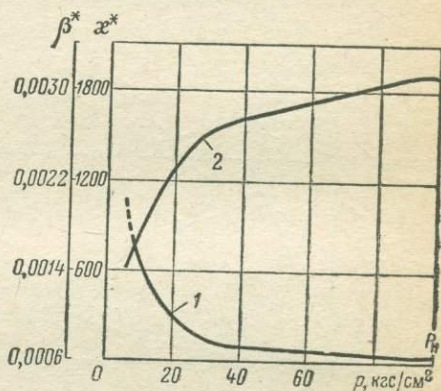
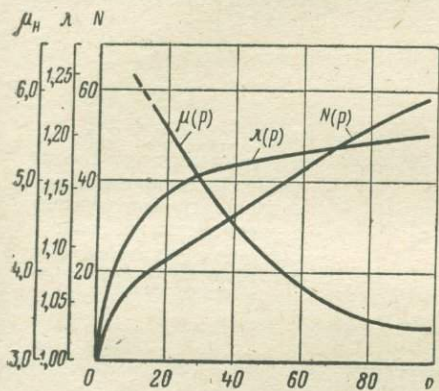


Рис. VIII.8. Зависимости вязкости μ , объемного коэффициента λ и растворимости газа в нефти N от давления

Рис. XIII.9. Зависимости сжимаемости β^* и пьезопроводности κ^* (кривая 2) от давления.

телей выполнены для следующих четырех вариантов разработки залежи:

I вариант предусматривает мгновенный (одновременный) ввод всех скважин в эксплуатацию ($\tau = 0$ — время ввода) предельный, идеализированный вариант по темпу ввода.

II вариант предусматривает ввод скважин в эксплуатацию в течение 4 лет ($\tau = 4$ года).

III вариант предусматривает ввод скважин в эксплуатацию в течение 10 лет ($\tau = 10$ лет).

В гидродинамических расчетах по I, II и III-ему вариантам учитывается интерференция скважины.

IV вариант предусматривает независимую работу элементов скважин без учета их интерференции. Гидродинамические расчеты в этом случае выполняются для одного элемента и результаты распространяются на залежь в целом путем суммирования по числу элементов (скважин).

Гидродинамические расчеты по I—III вариантам выполнены по изложенной методике, а для IV-го варианта — по методике ВНИИ. Результаты расчетов, выполненных в изложенной последовательности (шаги 1—7), приведены на рис. XIII.10 и XIII.11 и в табл. XIII.3.

1. Зависимость $p(s)$ рассчитана по методике расчетов процесса истощения залежи при режиме растворенного газа (методика Л. А. Зиновьевой) (шаг 1) и приведена на рис. XIII.11.

2. Зависимость фазовой проницаемости от насыщенности $k_H(s)$ рассчитана по [11], после чего построена зависимость $1/\xi = \Phi(p)$ (шаг 2).

3. В соответствии с § 3 данной главы рассчитаны и приведены на рис. XIII.9 зависимости эквивалента упругости (сжимаемости)

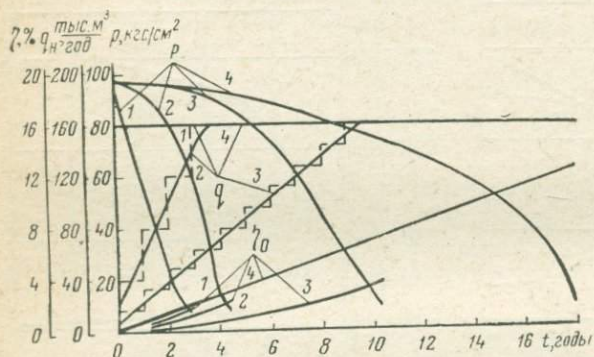


Рис. XIII.10. Зависимости показателей разработки во времени залежи нефти при режиме растворенного газа: $\eta(t)$, $p(t)$ и $q(t)$ для вариантов 1, 2, 3 и 4 ее разработки соответственно

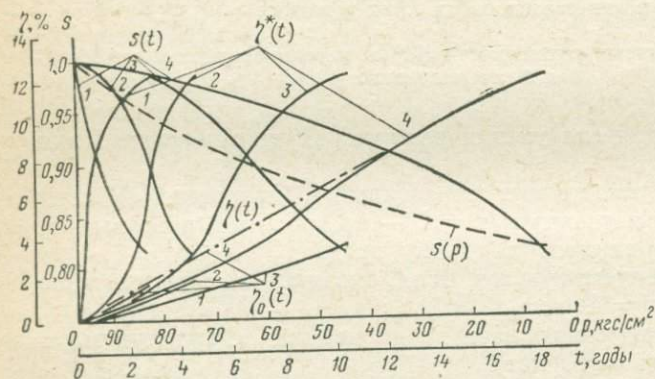


Рис. XIII.11. Зависимости нефтенасыщенности от давления, времени и нефтеотдачи для вариантов 1—4 разработки залежи нефти при режиме растворенного газа.

и преепроводности газонефтяной смеси от давления $\beta^* = \beta^*(p)$ и $\kappa^* = \kappa^*(p)$ (шаги 3 и 4).

4. Результаты расчетов изменения пластового давления, добычи нефти и нефтеотдачи во времени (шаги 5, 6 и 7) приведены на рис. XIII.10 и XIII.11 и в табл. XIII.3.

Из анализа этих исследований следует, что неучет интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию в гидродинамических расчетах процесса истощения залежи нефти при режиме растворенного газа существенно сказывается на результатах оценки технологических показателей ее разработки и в особенности нефтеотдачи.

Неучет интерференции скважин в гидродинамических расчетах приводит к резкому отличию в темпах изменения пластового давления и времени снижения давления до критического, при котором скважины выбывают из эксплуатации.

Так, например, при мгновенном вводе скважин в эксплуатацию и учете интерференции скважин (вариант I) пластовое давление резко снижается до критического по сравнению с вариантом расчетов без учета интерференции скважин (вариант IV); срок

Т а б л и ц а XIII.3

Варианты	Показатели разработки								Примечание
	Залежи в целом				Одного элемента				
	T, ГОДЫ	Q, МЛН. М ³	q _{ср} , МЛН. М ³ /ГОД	η, %	Q, МЛН. М ³	q _{ср} , МЛН. М ³ /ГОД	η, %	η, %	
1 (t = 0)	2,9	0,464	0,160	1,9	0,039	0,0134	2,1	12,5	q _{1max} = = 0,06 МЛН. М ³ /ГОД q _{7max} = q _{7ср}
2 (t = = 4 года)	4,5	0,548	0,121	2,1	0,060	0,0134	3,2	12,5	
3 (t = = 10 лет)	10,4	0,842	0,070	3,7	0,140	0,0134	7,4	12,5	
4а (τ = 0)	18,0	2,89	0,160	12,5	0,241	0,0134	12,5	12,5	
4б (τ = nT)	216	2,89	0,0134	12,5					
4в (τ → ∞)	18	0,241	0,0134	1,05					

разработки залежи нефти по варианту IV в 6 раз продолжительнее, чем в I варианте: 18 лет и 2,9 года соответственно. Из этих же графиков и таблицы следует, что в зависимости от темпов ввода скважин в эксплуатацию сроки разработки по варианту IV в 1, 7, 4 и 6 раз выше, а накопленная добыча нефти и нефтеотдача в 3,4; 6 и 6,5 раза выше по сравнению с результатами расчетов, учитывающих интерференцию скважин в процессе ввода их в эксплуатацию. Из анализа выполненных исследований следует, что результаты гидродинамических расчетов технологических показателей при режиме растворенного газа с учетом реальных условий интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию (варианты I—III) приближаются к результатам расчетов по варианту IV по мере снижения темпов ввода скважин в эксплуатацию. Результаты расчетов по варианту IV будут совпадать с результатами расчетов с учетом интерференции скважин лишь при нереально медленных темпах ввода скважин в эксплуатацию — $\tau = nT$ (по накопленной добыче нефти и нефтеотдаче, а добыча нефти по залежи при этом будет равна дебиту одной скважины). Другими словами, чем медленнее темп ввода скважин, тем выше нефтеотдача к моменту выключения скважин из эксплуатации при режиме растворенного газа.

На рис. XIII.11 приведены результаты расчетов зависимостей изменения нефтенасыщенности $s(t)$ и нефтеотдачи во времени $\eta^*(t)$ для одного элемента (объема залежи, приходящегося на одну скважину), рассчитанной по методике Л. А. Зиновьевой, и результаты расчетов изменения нефтеотдачи во времени $\eta(t)$ по предлагаемой методике с учетом интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию $s(t)$. На этом же рисунке приведены зависимости нефтеотдачи во времени по залежи в целом. Результаты этих исследований иллюстрируют положение о том, что зависимость нефтеотдачи от пластового давления не однозначна, а зависит от темпов отбора, темпов ввода и интерференции скважин. Так, например, при $p = 8,4 \text{ кгс/см}^2$ ($s = 0,815$) вне зависимости от темпов ввода достигается максимальная нефтеотдача $\eta^* = 12,5\%$. Однако это давление установится в различные сроки от 2,9 до 18 лет, и фактическая нефтеотдача для одного элемента составляет 2,1—7,4% и достигает максимума в 12,5% лишь при $\tau = 216$ лет.

Таким образом, одному и тому же значению $p = p(s)$, например $p = 8,4 \text{ кгс/см}^2$ и $s = 0,815$, соответствует несколько значений $s(t)$ и нефтеотдачи $\eta(t)$: 2,1%, 3,2%, 7,4% и 12,5% в зависимости от темпов отбора и ввода скважин в эксплуатацию, а не одно значение $\eta^* = 12,5\%$, как это следует из расчетов по методике Л. А. Зиновьевой.

Кроме темпов отбора нефти, конечная нефтеотдача при режиме растворенного газа зависит также от геолого-промысловых характеристик залежи нефти и от параметров пласта (проницаемости, мощности и др.). Расчеты же нефтеотдачи по зависимости $p = p(s)$ не достаточно полно учитывают эти реальные геолого-промысловые характеристики залежей нефти.

Учет неоднородности пластов по проницаемости

В настоящее время достаточно полно разработаны методы гидродинамических расчетов с учетом неоднородности пластов по проницаемости, прерывистости при режимах вытеснения однородной нефти водой (при $p_k > p_{\text{нас}} < p_c$) и вытеснении смешивающимися агентами. Практика проектирования разработки при этих режимах показывает, что в неоднородных по проницаемости и прерывистости пластах в значительной мере снижается текущая добыча нефти, а также нефтеотдача вследствие неполного их охвата вытеснением.

Существенно отличаются и другие показатели разработки, в частности технико-экономические, по сравнению с расчетными показателями по схеме однородного пласта.

Не менее важное значение имеет учет неоднородности при проектировании разработки залежей нефти, эксплуатирующихся при режиме истощения (растворенного газа) и режимах вытеснения газированной нефти водой.

Однако до последнего времени расчеты процесса разработки залежей нефти при режиме растворенного газа выполнялись по идеализированной схеме однородного пласта для одной скважины без учета неоднородности пластов по проницаемости, прерывистости.

Приведем приближенный метод решения задачи по определению характеристик режима истощения залежи и оценим влияние неоднородности пластов по проницаемости на технологические показатели разработки нефтяных месторождений при режиме растворенного газа.

Реальный неоднородный нефтяной пласт можно схематизировать в отдельных случаях непрерывным по мощности, но неоднородным по проницаемости при том или ином характере распределения ее по объему залежи или же пластом с зональным изменением проницаемости, а в более общем случае — неоднородным и по проницаемости и по прерывистости.

Рассмотрим первую схему непрерывного, но неоднородного по проницаемости пласта. Для этого вида примем послойную модель пласта, состоящего из отдельных прослоев различной проницаемости, разделенных непроницаемыми перегородками пренебрежимо малой мощности. Характер распределения прослоев различной проницаемости по мощности может быть самым разнообразным: от линейного до того или иного вида вероятностного распределения. Характер неоднородности слоистого пласта по проницаемости определяется путем соответствующей обработки фактических геолого-промысловых данных.

Схема линейного распределения проницаемости по мощности или же фактического ее распределения, полученного по данным промысловых или геофизических исследований с привязкой к тому или иному интервалу мощности пласта, не требует особых пояснений.

При вероятностном законе распределения проницаемости вначале определяют степень неоднородности пласта и параметры закона распределения по одному из известных в теории математической статистики методов.

Далее, в пласте мощностью H выделяется ряд прослоев, число которых равно числу интервалов, выбранных при статистической обработке фактических данных о проницаемости по керну, в зависимости от шага по абсолютному значению проницаемости. Параметр k_h каждого прослоя определяют из условия пропорциональности его произведению средней проницаемости интервала и числу определений проницаемости в каждом из них. Теперь уже можно построить схему неоднородно-слоистого по проницаемости пласта с вероятностным распределением параметра k_h или k по общей мощности H . Задача по определению технологических показателей разработки при режиме растворенного газа может быть поставлена в двух вариантах.

1. Задано постоянное забойное давление в скважинах.

Определить изменение дебита, пластового давления, газового фактора и нефтеотдачи во времени $Q = Q(t)$, $p_k = p_k(t)$; $\Gamma = \Gamma(t)$ и $\eta = \eta(t)$.

2. Задан постоянный дебит скважины $q = \text{const}$.

Определить: $p_c = p_c(t)$; $p_k = p_k(t)$; $\Gamma = \Gamma(t)$ и $\eta = \eta(t)$.

Рассмотрим последовательность решения задачи в первой постановке.

При решении задачи принимается, что забойное давление в скважине p_c одинаково для всех прослоев различной проницаемости по разрезу.

Для каждого из прослоев n_i проводятся расчеты процесса разработки при режиме растворенного газа по широко известной методике Л. А. Зиновьевой — М. Д. Розенберга, т. е. при известных зависимостях $\mu = \mu(p)$; $\beta = \beta(p)$ и $N = N(p)$ рассчитывается зависимость между давлением на контуре и нефтенасыщенностью $p_k = p_k(s)$, определяются коэффициенты a и b и затем — разность функций А. Н. Христиановича. Имея эти параметры, рассчитываются зависимости $q_i = q_i(t)$, $\Gamma_i = \Gamma_i(t)$ и $p_{ki} = p_{ki}(t)$. Зная теперь изменение дебита нефти и газового фактора, а следовательно, и дебита попутного газа во времени по каждому прослою, путем суммирования по всем прослоям определяется зависимость дебита нефти, газа, газового фактора и нефтеотдачи во времени:

$$Q_H(t) = \sum_{i=1}^n q_i(t);$$

$$V_\Gamma(t) = \sum_{i=1}^n \Gamma_i(t) q_i(t);$$

$$\Gamma(t) = \frac{V_\Gamma(t)}{Q_H(t)}; \quad \beta(t) = \frac{Q_H(t)}{V_{\text{зап}}}.$$

Изменение пластового давления от времени $p_k = p_k(t)$ находится по кривой дебитов нефти во времени $Q_H(t)$ для неоднородного пласта при использовании линейной зависимости дебита Q от ΔH .

Полученные зависимости для одной скважины суммируют затем по числу скважин и получают показатели разработки месторождений в целом.

Расчеты процесса разработки при режиме растворенного газа с учетом неоднородности пласта по проницаемости на примере гипотетических залежей нефти A и B сопоставлены с результатами расчетов по схеме однородного пласта.

Рассмотрено два варианта распределения проницаемости: а) по линейному закону; б) по вероятностному логарифмически-нормальному закону с показателем неоднородности (стандартным отклонением) $\sigma = 0,8$.

Число пропластков принято равным числу интервалов, на которое подразделен спектр проницаемости, из 100 определений по керну с диапазоном изменения проницаемости 0,009—0,09 мкм². Интервалы брались через 0,005 мкм². Таким образом было получено 16 интервалов, т. е. вся эффективная мощность пласта *H*, равная 6,35 м, подразделена на 16 пропластков. Средняя проницаемость пропластков принималась равной средней проницаемости интервалов.

Таблица XIII.4

Второй вариант

$P_k,$ 10 ⁵ Па (кгс/см ²)	$P_c,$ 10 ⁵ Па (кгс/см ²)	$q,$ т/сут		Газовый фактор $G,$ м ³ /м ³		$t,$ годы		Нефтеотдача $\eta,$ %	
		однородный пласт	неоднородный пласт	однородный пласт	неоднородный пласт	однородный пласт	неоднородный пласт	однородный пласт	неоднородный пласт
153	80	10,4	10,4	87	87	0	0	0	0
140	80	3,0	8,0	108	112	2,39	1,5	0,03	0,02
130	80	6,2	6,2	162	147	4,48	2,8	0,046	0,03
120	80	4,4	4,4	234	200	6,63	5,3	0,056	0,044
110	80	3,3	3,3	311	220	9,25	7,2	0,065	0,052
100	80	2,0	2,0	384	297	12,62	11,2	0,080	0,063
90	80	1,0	1,0	459	335	18,0	18,0	0,100	0,083
90	80	—	0,12	—	459	—	38	—	0,10

Результаты гидродинамических расчетов для одной скважины представлены в табл. XIII.4.

Из сопоставления данных, рассчитанных по схеме неоднородного и однородного пласта, следует, что показатели разработки при учете неоднородности пласта существенно отличаются от показателей при схеме однородного пласта.

Текущие дебиты нефти скважин, рассчитанные по схеме однородного пласта, завышены на 25—30% по сравнению с расчетными по схеме неоднородного пласта, а темп снижения пластового давления занижен на 5—7%.

Газовый фактор в каждый момент времени по неоднородному пласту определяется как средневзвешенный по суммарному дебиту нефти разрабатываемых пропластков.

В первый период разработки (6—7 лет) значение газового фактора в неоднородном пласте больше, чем в однородном, вследствие большего падения давления в среднем по пласту. Затем картина меняется, так как пропластки с лучшей проницаемостью полностью разработаны, средневзвешенный газовый фактор определяется только по малодебитным пропласткам.

Нефтеотдача, рассчитанная по схеме однородного пласта, на 17% выше нефтеотдачи, рассчитанной по схеме неоднородного пласта за один и тот же срок разработки нефтяной залежи (18 лет). Для получения такого же значения нефтеотдачи ($\eta = 0,1$) по схеме в большей степени реального неоднородного пласта продолжительность его разработки должна быть более чем в два раза большей по сравнению с разработкой однородного пласта (38 лет вместо 18 лет при однородном пласте).

Из приведенных вариантов следует, что степень погрешности в расчетах по схеме однородного пласта по сравнению с неоднородным определяется, в основном, степенью неоднородности пласта.

Глава XIV

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ВЫТЕСНЕНИЯ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ ВОДОЙ

§ 1. ПРИБЛИЖЕННЫЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ С ПОСЛЕДУЮЩИМ ПЕРЕХОДОМ НА РЕЖИМ ВЫТЕСНЕНИЯ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ ВОДОЙ

Ряд незначительных по запасам залежей нефти в течение всего периода их разработки эксплуатируются при упругом режиме и режиме вытеснения газированной нефти водой за счет упругости законтурной области. При этом режиме эксплуатируется большинство крупных месторождений в период их освоения и ввода в промышленную разработку. Далее, для оценки целесообразности применения системы воздействия, например заводнения, необходимо выполнить расчеты технологических показателей при этом виде смешанного режима.

Приведем последовательность гидродинамических расчетов по оценке технологических показателей разработки для этих режимов эксплуатации нефтяных залежей.

Задача ставится следующим образом. Заданы свойства пласта и жидкостей. Пласт имеет постоянную мощность, непрерывен, но неоднороден по проницаемости. Известна схема размещения эксплуатационных скважин. Заданы дебит жидкости во времени по залежи $q_{ж}(t)$ и начальное пластовое давление. Дебиты жидкости одной скважины в каждом ряду одинаковы. Необходимо определить следующее.

1. Зависимость пластового давления на контуре и в центре залежи нефти: $p_k = p_k(t)$; $p_{ц} = p_{ц}(t)$.

2. Изменение забойных давлений в рядах скважин: $p_{с1} = p_{с1}(t)$; $p_{с2} = p_{с2}(t)$, ..., $p_{сn} = p_{сn}(t)$.

3. Зависимость дебита нефти: $Q_n = Q_n(t)$ и срок разработки залежи.

Поставленная задача решается в следующей последовательности.

1. Рассчитываются зависимости $p_k = p_k(t)$ и $p_{ц} = p_{ц}(t)$.
 2. По зависимости $p_k = p_k(t)$, значениям дебитов жидкости рядов скважин по формулам интерференции для жесткого водонапорного режима определяют изменение забойных давлений во времени.

3. При заданном дебите жидкости рядов скважин во времени определяют долю нефти в потоке жидкости по одному из известных методов расчета процесса обводнения нефтяной залежи с учетом неоднородности пластов по проницаемости (например, по схеме слоисто-неоднородного по проницаемости прерывистого пласта).

4. Расчеты, указанные в п. 1 и 2, 3, проводят параллельно (одновременно). Причем, чтобы установить зависимость $p_{сн} = p_{сн}(t)$, предварительно для заданного времени t и соответствующей ему накопленной добычи жидкости $Q_{ж}(t)$ определяют положение фронта вытеснения $l_{ф}$ или $R_{ф}$ — границы раздела нефть — вода из уравнения материального баланса по жидкости.

Таким образом, имея зависимости $p_k = p_k(t)$; $Q_{жн} = Q_{жн}(t)$; $l_{ф} = l_{ф}(t)$, путем решения уравнений интерференции находят зависимости $p_c = p_c(l_{ф})$, а следовательно, и $p_c = p_c(t)$.

5. Продолжительность первого и последующего этапов разработки определяют по времени достижения содержания заданного процента воды (доли нефти в потоке жидкости) при отключении рядов скважин.

Поясним указанную схему расчетов.

А. Зависимости $p_k = p_k(t)$ и $p_{ц} = p_{ц}(t)$ приближенно можно определить исходя из следующих соображений.

Заданная добыча жидкости по залежи концентрируется в трех точках, одна из которых расположена в центре залежи, а две другие на одинаковых расстояниях a от него (рис. XIV.1). Дебит жидкости в каждой точке равен $Q_{ж}/3$. Используя принцип суперпозиции источников — стоков, можно определить изменение давления во времени (по формуле упругого режима для точечного источника — стока в точках, находящихся на расстояниях $a/2$ от центра залежи). Давление в этих точках приближенно принимается равным давлению на контуре нефтеносности залежи:

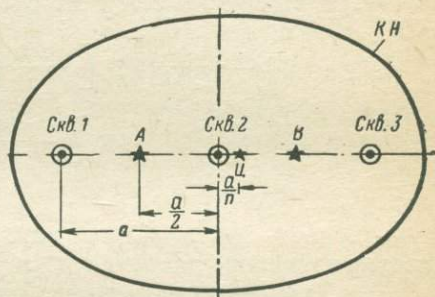


Рис. XIV.1. Схема залежи нефти при вытеснении газированной нефти водой

$$p_k = p_{нач} - \frac{Q_{жн} \mu_{в}}{12\pi kh} \left[2 \operatorname{Ei} \left(-\frac{a^2}{16\pi kt} \right) + \operatorname{Ei} \left(-\frac{9a^2}{16\pi kt} \right) \right], \quad (\text{XIV.1})$$

где p_k — давление в точке A (на контуре нефтеносности); $p_{нач}$ — начальное пластовое давление; $Q_{ж}$ — заданный постоянный дебит жидкости залежи в пластовых условиях; μ_B — вязкость воды; k — проницаемость; h — мощность; κ — пьезопроводность; t — время; a — расстояние между точками — скважинами A и B , в которых сосредоточен весь дебит жидкости залежи; $Ei(-x)$ — символ интегральной экспоненциальной функции.

Давление в центре залежи, в непосредственной близости от центральной укрупненной скважины на расстоянии от нее, равном $(n-1)a/n$, определяется из соотношения:

$$p_{ц} = p_{нач} - \frac{Q_{ж}\mu_B}{12\pi kh} \left\{ Ei \left[-\frac{(n-1)^2 a^2}{n^2 4\kappa t} \right] + Ei \left[-\frac{1-a^2}{n^2 \cdot 4\kappa t} \right] + \right. \\ \left. + Ei \left[-\frac{(n+1)^2 a^2}{n^2 4\kappa t} \right] \right\}, \quad (XIV.2)$$

где $1/n$ — часть расстояния между укрупненными скважинами; $(n-1)a/n$ — расстояние от скв. 1 до точки Π , в которой определяется изменение давления; $(1/n)a$ — то же от скв. 2 до точки Π ; $[(n+1)/n]a$ — то же от скв. 3 до точки Π .

При переменном дебите жидкости зависимость $Q_{ж} = Q_{ж}(t)$ аппроксимируется ломаной линией, и формулы (XIV.1) и (XIV.2) записываются в виде:

$$p_k = p_{нач} - \frac{\mu_B}{12\pi kh} z \sum_{i=1}^n \Delta Q_{ж i} \left\{ 2 Ei \left[-\frac{a^2}{16\kappa (t-t_1)} \right] + \right. \\ \left. + Ei \left[-\frac{9a^2}{16\kappa (t-t_1)} \right] \right\}, \quad (XVI.3)$$

$$p_{ц} = p_{нач} - \frac{\mu_B}{12\pi kh} z \sum_{i=1}^n \Delta Q_{ж i} \left\{ Ei \left[-\frac{(n-1)^2 a^2}{n^2 \cdot 4\kappa (t-t_1)} \right] + \right. \\ \left. + Ei \left[-\frac{1-a^2}{n^2 \cdot 4\kappa (t-t_1)} \right] + Ei \left[-\frac{(n+1)^2 a^2}{n^2 \cdot 4\kappa (t-t_1)} \right] \right\}. \quad (XIV.4)$$

Таким образом, по формулам (XIV.3) и (XIV.4) рассчитываются зависимости $p_k = p_k(t)$ и $p_{ц} = p_{ц}(t)$ при заданном значении $Q_{ж} = Q_{ж}(t)$.

Если форма залежи близка к круговой, давление на контуре укрупненной скважины

$$p_k = p_{нач} - \frac{\mu_B}{4\pi kh} z \sum_{i=1}^n \Delta Q_{ж i} Ei \left(-\frac{R_n^2}{4\kappa (t-t_1)} \right). \quad (XIV.5)$$

Здесь R_n — радиус укрупненной скважины ($R_n = \sqrt{F/\pi}$); F — площадь нефтеносности залежи.

В формулах (XIV.3)—(XIV.5) z — коэффициент, учитывающий геологическое строение, неоднородность пластов по проницаемости, прерывистости в законтурной области. Таким образом, формулы упругого режима, выведенные для бесконечного однородного пласта, остаются справедливыми и для реального неоднородного пласта, осложненного дизъюнктивными нарушениями, если ввести в эти формулы некоторый поправочный коэффициент z , предложенный А. П. Крыловым

$$z = \frac{\Delta p_{\phi}(t)}{\Delta p_p(t)},$$

где $\Delta p_{\phi}(t)$ — фактический перепад давления в залежи нефти к данному моменту времени t ; $\Delta p_p(t)$ — расчетный перепад давления, определяемый по уравнению (XIV.3).

Решая уравнение (XIV.5) относительно z , получим:

$$z = \frac{\Delta p_{\phi}(t) 4\pi kh}{-\mu_{\text{в}} \sum_{i=1}^n \Delta Q_i \text{Ei} \left[-\frac{R^2}{4\kappa(t-t_1)} \right]}. \quad (\text{XIV.6})$$

Коэффициент z в формуле (XIV.6) учитывает неоднородность пластов в законтурной области по гидропроводности $\epsilon = kh/\mu$. Влияние неоднородности пластов в законтурной области по пьезопроводности κ при этом не учитывается.

Более точный прогноз зависимости $p = p(t)$ требует учета неоднородности пластов в законтурной области как по гидропроводности ϵ , так и по пьезопроводности κ . Более подробно об этом сказано в § 5 главы XX.

Б. Из уравнения материального баланса по жидкости определяется положение фронта вытеснения $l_{\phi j}$, соответствующее заданному моменту t_j , Q_j и $p_{\kappa}(t_j)$.

$$t_j = m\delta h S \sum_{j=1}^k \frac{2}{\left(\sum_{i=1}^n q_i \right)_{j-1} + \left(\sum_{i=1}^n q_i \right)_j} (l_{\phi j} - l_{\phi j-1}). \quad (\text{XIV.7})$$

Здесь $\delta = 1 - s_{\text{св}} - s_{\text{он}} - 2/3 z_{\phi}$; $i = j = 1, 2, 3, \dots, n$; k — число одновременно работающих рядов скважин в этапе; δ — коэффициент использования пор до момента достижения фронтом вытеснения первого ряда скважин; q_i — дебит жидкости i -го ряда скважин.

В. Зная $l_{\phi j}(t_j)$, $p_{\kappa}(t_j)$ и $q_j(t_j)$, с помощью метода фильтрационных сопротивлений можно определить зависимость забойных давлений от l_{ϕ} , а следовательно, и от t_j .

До момента достижения фронтом вытеснения первого ряда забойные давления находятся решением системы уравнений в общем виде:

$$\begin{aligned}
 Shh [p_{\kappa}(t_j) - p_{c1}(t_j)] &= \sum_{i=1}^n q_i(t_j) [l_{\phi j}(t_j) \Omega_1 \mu_n + \mu_n [L_1 - l_{\phi j}(t_j)] + \\
 &+ \mu_n q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}]; \\
 Shh [p_{c j-1}(t_j) - p_{c j}(t_j)] &= \sum_{i=1}^n q_i \mu_n (L_j - L_{j-1}) + \\
 &+ \mu_n q_j \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c j}} - \mu_n q_{j-1} \frac{\sigma_{j-1}}{\pi} \ln \frac{\sigma_{j-1}}{\pi r_{c j-1}}. \quad (XIV.8)
 \end{aligned}$$

1. При разработке полосовой залежи двумя рядами эксплуатационных скважин забойные давления ($p_{c1}(t_j)$ и $p_{c2}(t_j)$) до прорыва воды в первый ряд скважин ($L_1 \geq l_{\phi} \geq 0$) определяются из системы уравнений:

$$\begin{aligned}
 Shh [p_{\kappa}(t_j) - p_{c1}(t_j)] &= (q_1 + q_2) \{ \mu_n \Omega_1 l_{\phi j}(t_j) + \\
 &+ \mu_n [L_1 - l_{\phi j}(t_j)] \} + \mu_n q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}, \\
 Shh [p_{c1}(t_j) - p_{c2}(t_j)] &= q_2 (L_2 - L_1) \mu_n + \\
 &+ \mu_n q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c1}} - q_1 \mu_n \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}. \quad (XIV.9)
 \end{aligned}$$

$l_{\phi j}(t_j)$, как указывалось, в этом конкретном случае предварительно определяется из соотношения:

$$t_j = \sum_{j=1}^n \Delta t_j = Shm \delta \sum_{j=1}^n \frac{2 [l_{\phi j}(t_j) - l_{\phi j-1}(t_{j-1})]}{(q_1 + q_2)_j + (q_1 + q_2)_{j-1}}. \quad (XIV.10)$$

Дополнительно. фильтрационное сопротивление в зоне водо-нефтяной смеси определяется по формуле

$$\Omega = 1,7 + 8z_{\phi} + 25z_{\phi}^2.$$

2. В начальный момент ($t = 0$, $l_{\phi} = 0$, $p_{\kappa}(0) = p_{нач}$) забойные давления $p_{c1}(0)$ и $p_{c2}(0)$ находятся решением системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned}
 Shh [p_{\kappa}(0) - p_{c1}(0)] &= (q_1 + q_2) \mu_n L_1 + \\
 &+ \mu_n q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}; \\
 Shh [p_{c1}(0) - p_{c2}(0)] &= q_2 \mu_n (L_2 - L_1) + \\
 &+ \mu_n q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}} - \mu_n q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}.
 \end{aligned} \right\} \quad (XIV.11)$$

3. В момент прорыва воды в первый ряд $[(t_{\text{пр}}), l_{\phi j} = L, p_k \times (t_{\text{пр}})]$ забойные давления $p_{c1}(t_{\text{пр}})$ и $p_{c2}(t_{\text{пр}})$ находим из системы:

$$\left. \begin{aligned} Skh [p_k(t_{\text{пр}}) - p_{c1}(t_{\text{пр}})] &= \mu_v (q_1 + q_2) L_1 \Omega_1 + \mu_{cm} q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}; \\ Skh [p_{c1}(t_{\text{пр}}) - p_{c2}(t_{\text{пр}})] &= \mu_n q_2 (L_2 - L_1) + \mu_n q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}} - \\ &\quad - \mu_{cm} q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XIV.12})$$

Время прорыва воды в первый ряд (время подхода фронта вытеснения в условиях однородного пласта) $t_{\text{пр}}$ предварительно определяется из уравнения (XIV.9) при $l_{\phi j} = L_1$.

4. Забойные давления после прорыва воды в первый ряд ($L_2 \geq l_{\phi} \geq l_1$), момент отключения этого ряда и забойные давления в этот момент $p_{c1}(t_{\text{откл}})$, $p_{c2}(t_{\text{откл}})$ определяются исходя из следующих соображений.

Принимается, что фактическая граница раздела нефть не перемещается за линию размещения скважин первого ряда, а для установления зависимости забойных давлений во времени вводится понятие о фиктивной длине фронта вытеснения l_{ϕ} , причем $L_2 > l_{\phi} > L_1$, т. е. принимается, что вся вода в условиях однородного пласта отбирается первым рядом скважин.

Забойные давления в этот период определяются решением системы:

$$\left. \begin{aligned} Skh [p_k(t) - p_{c1}(t)] &= \mu_v (q_1 + q_2) L_{\phi} \Omega_1 + \mu_{cm} q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}; \\ Skh [p_{c1}(t) - p_{c2}(t)] &= \mu_n q_2 (L_2 - L_1) - \mu_{cm} q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XIV.13})$$

Вязкость смеси нефти и воды μ_{cm} в первом приближении можно принять равной среднеарифметическому их значению:

$$\mu_{cm} = \frac{\mu_n + \mu_v}{2},$$

$$\Omega_1 = 1,7 + 8z_{\phi t} + 25z_{\phi t}^2.$$

В данном случае насыщенность $z_{\phi t}$ на линии ряда изменяется во времени и может быть определена из соотношения:

$$z_{\phi t} = \sqrt{\frac{\mu_0 m V_l}{150 Q_l(t)}}.$$

В момент отключения первого ряда ($t_{\text{откл}}$) забойные давления определяют также из системы (XIV.13) при $L_{\phi} = L_{\phi \text{откл}}$, причем $L_{\phi \text{откл}}$ определяется при заданных количестве воды (%) после отключения первого ряда или доли нефти в потоке жидкости ($n_n = q_n / q_{\text{ж}}$). Таким образом определяется и время первого этапа разработки залежи.

5. На втором этапе в момент отключения скважин первого ряда забойное давление в скважинах второго ряда $p_{c2}(t_{откл})$ определяется из уравнения:

$$Shh [p_k(t_{откл}) - p_{c2}(t_{откл})] = q_2 [\mu_B L_1 \Omega'_1 + \mu_n (L_2 - L_1)] + \mu_n q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}}. \quad (XIV.14)$$

В последующие моменты времени забойное давление можно определить по уравнению:

$$Shh [p_k(t) - p_{c2}(t)] = q_2 [l_\phi \Omega_1 + (L_2 - l_\phi) \mu_n] + \mu_n q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}}.$$

Время выключения второго ряда определяют по содержанию заданной доли нефти в потоке жидкости, которая определяется технико-экономическими условиями.

После снижения забойных давлений ниже давления насыщения, когда $p_k(t) > p_{нас} > p_c$, расчеты проводят с учетом дополнительных сопротивлений в призабойной зоне эксплуатационных скважин.

При этом в первое уравнение системы (XIV.13) вводится приведенный перепад давления $\Delta P = \{ [p_k(t) - p_{нас}] + \beta (p_n)_1 \times \mu (p_n) \times [H_n(t) - H_c(t)] \}$, во второе — разность функций С. А. Христиановича $H_n - H_{c_j}(t)$.

$$\begin{aligned} & Shh \{ [p_k(t) - p_{нас}] + \mu (p_n) \beta (p_n) [H_n(t) - H_{c1}(t)] \} = \\ & = (q_1 + q_2) \{ \mu_B \Omega_1 l_\phi(t) + \mu_n [L_1 - l_\phi(t)] \} + \mu_n q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}; \\ & Shh \{ [H_n - H_{c2}(t)] - [H_n + H_{c1}(t)] \} = \mu_n q_2 (L_2 - L_1) + \\ & + \mu_n q_2 \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{c2}} - \mu_n q_1 \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}. \end{aligned} \quad (XIV.15)$$

Из системы (XIV.15) в той же указанной последовательности, что и в (XIV.13), определяются значения функций Христиановича $H_{c1}(t)$ и $H_{c2}(t)$, соответствующие забойным давлениям $p_{c1}(t)$ и $p_{c2}(t)$.

После того как и пластовое давление, вычисленное по формулам (XIV.3) и (XIV.4), снизится ниже давления насыщения, гидродинамические расчеты забойных давлений проводятся по методике вытеснения газированной нефти водой за счет упругости породы и жидкости в законтурной области. При этом $p_k(t) < p_{нас}$ рассчитывается по методу Л. А. Зиновьевой, а в системе уравнений (XIV.8) — (XIV.14) вместо вязкости нефти μ_n учитывается увеличение фильтрационных сопротивлений при разгазировании нефти (фиктивная вязкость μ_ϕ). Последовательность же расчетов $p_{c1}(t)$ и $p_{c2}(t)$ остается прежней.

Учет неоднородности пластов в пределах нефтяной залежи выполняется по расчетной схеме — модели и схеме расчетов,

учитывающих слоистую неоднородность пластов по проницаемости, неполноту охвата по мощности, прерывистости и линзовидности, принципы построения которой изложены в § 3 и § 4 главы VIII.

§ 2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ ВОДОЙ

С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ $p_k < p_{нас} > p_{заб}$

В процессе вытеснения газированной нефти водой в неоднородной пористой среде в момент начала заводнения образуются два фронта: газонефтяной и водонефтяной. Газонефтяной фронт опережает водонефтяной и вследствие этого пласт делится на три зоны (рис. XIV.2).

В первой зоне газ вытесняется нефтью в присутствии связанной воды. Так как отношение вязкостей нефти и газа велико, то нефть вытесняет практически весь подвижный газ. За водонефтяным фронтом остается неподвижный «запечатанный» газ. Во второй зоне нефть вытесняется водой при наличии неподвижного газа, оставшегося за газонефтяным фронтом. Между обоими фронтами располагается третья зона — зона повышенной нефтенасыщенности, так называемый нефтяной вал. В этой зоне движется только нефть.

Во второй зоне, из которой происходит вытеснение, остается определенное количество нефти. Эта остаточная нефть существенно влияет на проницаемость пласта. Последняя не равна проницаемости зоны для однофазной жидкости. Поэтому при решении задач подобного типа необходимо учитывать образование промежуточной зоны. Кроме того, также необходимо учитывать, что в процессе разработки залежи в условиях смешанного режима существуют два периода. Первый характерен проявлением режима растворенного газа. Длится он до тех пор, пока область понижения давления не распространится до контура нефтеносности. При понижении давления на контуре проявится напор контурной воды и через сравнительно небольшой промежуток времени он окажет влияние на внешний ряд скважин. В результате скважины внутренних рядов, после того как их условные контуры пересекутся, будут эксплуатироваться при режиме растворенного газа, т. е. наступит второй период разработки. По мере дальнейшего понижения давления в залежи следующие ряды скважин постепенно перейдут на напорный режим.

Исследования ВНИИ показали, что при втором периоде эксплуатации процесс вытеснения нефти происходит аналогично

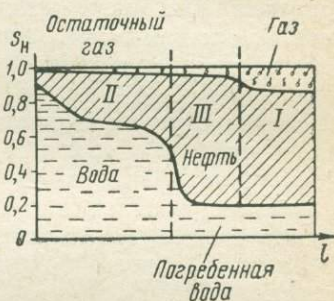


Рис. XIV.2. Распределение насыщенностей в процессе вытеснения газированной нефти водой.

I, II, III — зоны

процессу вытеснения водой несжимаемой жидкости с повышенным сопротивлением. Так как по всей области этот процесс наступает не сразу, уместно при расчетах искусственно расчленить пласт на части, выделив область, разрабатываемую в условиях вытеснения газированной нефти водой, и область, разрабатываемую при режиме растворенного газа. Первая область все время будет расширяться, а вторая сужаться, т. е. режим разработки пласта будет постепенно переходить на смешанный.

Критерием перехода с одного режима на другой определенной части пласта (ряда) может служить либо равенство забойных давлений при постоянных дебитах, либо равенство дебитов при постоянных давлениях, получаемых на основе расчетов при разработке пласта на напорном режиме и на режиме растворенного газа.

Таким образом, для определения времени перехода того или иного ряда на напорный режим разработки необходимо вести параллельно два расчета для каждого ряда: расчет изменения забойного давления (или дебита) во времени при режиме растворенного газа и расчет изменения забойного давления (или дебита) при напорном режиме (с учетом изменения свойств нефти во времени).

При определении дебитов с приближенным учетом двухфазности течения в водонефтяной зоне можно воспользоваться следующими зависимостями:

для полосовой залежи

$$\left. \begin{aligned} \frac{S_3 kh}{b_n (P_n)} (p_k - p_{заб i}) &= \left[\mu_B L_{кп} + \mu_B f (\mu_0^{-1}, s_B) (L_\Phi - L_{кп}) + \right. \\ &\left. + \frac{\mu_H}{\xi_r} (L_1 - L_\Phi) \right] \sum_{i=1}^N Q_i + Q_1 \frac{\mu_H}{\xi_r} \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{c1}}, \\ \frac{\xi_r}{\mu_H} \frac{S_3 kh}{b_n (P_n)} (p_{заб (j-1)} - p_{заб j}) &= Q_{(j-1)} \frac{\sigma_{(j-1)}}{\pi} \ln \frac{\sigma_{(j-1)}}{\pi r_{c(j-1)}} + \\ &+ (L_{(j-1)} - L_j) \sum_{i=j}^N Q_i + Q_j \frac{\sigma_j}{\pi} \ln \frac{\sigma_j}{\pi r_{c j}}, \\ &j = 1, 2, \dots, N; \end{aligned} \right\} \quad (XIV.16)$$

для круговой залежи

$$\begin{aligned} \frac{2\pi kh}{b_n (P_n)} (p_k - p_{заб i}) &= \left[\mu_B \ln \frac{R_k}{R_n} + \mu_B f (\mu_0^{-1}, s_B) \ln \frac{R_n}{R_\Phi} + \right. \\ &\left. + \frac{\mu_H}{\xi_r} \ln \frac{R_\Phi}{R_r} \right] \sum_{i=1}^N Q_i + Q_1 \frac{\mu_H}{\xi_r} \frac{\sigma_1}{\pi R_1} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_c}, \end{aligned} \quad (XIV.17)$$

$$\frac{\zeta_{\Gamma}}{\mu_{\text{H}}} \frac{2\pi kh}{b_{\text{H}}(p_{\text{H}})} [P_{\text{заб}}(j-1) - P_{\text{заб}} j] = -Q_{(j-1)} \frac{\sigma_{(j-1)}}{\pi r_{\text{c}}(j-1)} \ln \frac{\sigma_{(j-1)}}{\pi r_{\text{c}}(j-1)} +$$

$$+ \ln \frac{R_{(j-1)}}{R_j} \sum_{i=1}^N Q_i + Q_j \frac{\sigma_j}{\pi R_j} \ln \frac{\sigma_j}{\pi r_{\text{c}} j}, \quad (\text{XIV.18})$$

$$j=1, 2, \dots, N,$$

где $\mu_0^{-1} = \mu_{\text{B}}/\mu_{\text{H}}$; s_{B} — относительное содержание связанной воды в поровом пространстве; $f(\mu_0^{-1}, s_{\text{B}})$ — множитель в значении филь-

Таблица XIV.1

Множитель в значении фильтрационного сопротивления

\bar{s}_{B}	μ_0^{-1}	\bar{s}_{B}	$f(\mu_0^{-1}, \bar{s}_{\text{B}})$	\bar{s}_{B}	μ_0^{-1}	\bar{s}_{B}	$f(\mu_0^{-1}, \bar{s}_{\text{B}})$
0	1,00	0,847	2,525	0,12	1,00	0,839	2,653
	0,50	0,813	3,289		0,50	0,805	3,546
	0,40	0,800	3,623		0,40	0,782	3,937
	0,20	0,746	5,076		0,20	0,726	5,525
	0,10	0,685	6,093		0,10	0,666	7,634
	0,05	0,625	7,087		0,05	0,603	10,799
	0,02	0,546	15,528		0,02	0,522	18,116
0,05	1,00	0,844	2,577	0,15	1,00	0,840	2,695
	0,50	0,808	3,390		0,50	0,795	3,636
	0,40	0,791	3,759		0,40	0,779	4,032
	0,20	0,740	5,236		0,20	0,721	5,650
	0,10	0,679	7,246		0,10	0,660	7,874
	0,05	0,618	10,101		0,05	0,594	11,186
	0,02	0,538	16,393		0,02	0,512	19,194
0,10	1,00	0,841	2,632	0,18	1,00	0,838	2,740
	0,50	0,804	3,496		0,50	0,793	3,717
	0,40	0,785	3,891		0,40	0,775	4,132
	0,20	0,729	5,435		0,20	0,715	5,780
	0,10	0,668	7,519		0,10	0,652	8,130
	0,05	0,608	10,593		0,05	0,587	11,601
	0,02	0,527	17,513		0,02	0,500	20,576

трационного сопротивления, обусловленный двухфазностью потока, определяемый по табл. XIV.1; ζ_{Γ} — коэффициент в значении фильтрационного сопротивления, обусловленный газированностью нефти; $L_{\text{кп}}$ — расстояние от контура питания до начального положения контура нефтеносности; $L_{\text{ф}}$ и L_i — расстояние от контура питания до текущего положения контура нефтеносности и до i -го ряда скважин; $R_{\text{к}}$, R_{H} , $R_{\text{ф}}$ и R_i — радиусы контура питания, контура нефтеносности, текущего контура нефтеносности, и i -го ряда скважин.

Коэффициент ζ_r можно определить по эмпирической формуле

$$\zeta_r = 0,944 - 21,43\chi_1, \quad (\text{XIV.19})$$

причем $0,0005 \leq \chi_1 \leq 0,015$.

Наблюдения показали, что коэффициент ζ_r при непрерывном понижении давления в залежи и на забоях скважин уменьшается, причем более существенно при понижении пластового давления ниже давления насыщения, чем при снижении забойных давлений. С повышением забойных давлений значение этого коэффициента возрастает.

Время разработки определяется по формулам:
для полосовой залежи

$$t = \pi h m_{\bar{s}_B} \int_{L_{\text{кп}}}^{L_{\Phi}} \frac{dL_{\Phi}}{Q_{\text{сум}}}; \quad (\text{XIV.20})$$

для круговой залежи

$$t = \pi h m_{\bar{s}_B} \int_{R_{\Phi}}^{R_H} \frac{dR_{\Phi}^2}{Q_{\text{сум}}}, \quad (\text{XIV.21})$$

где $Q_{\text{сум}} = \sum_{i=1}^N Q_i$ — суммарный дебит всех рядов скважин, эксплуатирующихся при режиме вытеснения; \bar{s}_B — средняя водонасыщенность в зоне двухфазного потока. Выражения (XIV.20) и (XIV.21) можно интегрировать по формуле трапеций следующим образом:

для полосовой залежи

$$\int_{L_{\text{кп}}}^{L_{\Phi}} \frac{dL_{\Phi}}{Q_{\text{сум}}} = \sum_{L_{\text{кп}}}^{L_{\Phi}} \frac{1}{2} \left(\frac{1}{Q_{\text{сум}(i+1)}} + \frac{1}{Q_{\text{сум}i}} \right) (L_{\Phi(i+1)} - L_{\Phi i}), \quad (\text{XIV.22})$$

для круговой залежи

$$\int_{R_{\Phi}}^{R_H} \frac{dR_{\Phi}^2}{Q_{\text{сум}}} = \sum_{R_{\Phi}}^{R_H} \frac{1}{2} \left(\frac{1}{Q_{\text{сум}(i+1)}} + \frac{1}{Q_{\text{сум}i}} \right) (R_{\Phi(i+1)}^2 - R_{\Phi i}^2). \quad (\text{XIV.23})$$

При определении дебитов по заданным забойным давлениям следует считать, что первый ряд скважин, ближайший к контуру нефтеносности, эксплуатируется с самого начала при напорном режиме. Тогда дебиты скважин этого ряда можно определять по формулам (XIV.16)—(XIV.18) для одного ряда.

Дебиты скважин других рядов следует определять по формулам режима растворенного газа.

Для определения момента перехода второго ряда скважин на напорный режим эксплуатации следует придать контуру нефтеносности несколько положений от его первоначального до положения скважин первого ряда и по формулам (XIV.16)—(XIV.18) определить дебиты скважин второго ряда. Эти дебиты сравнить с дебитами скважин второго ряда, рассчитанного при режиме растворенного газа. Если окажется что дебиты, подсчитанные по формулам (XIV.16)—(XIV.18), больше дебитов скважин, эксплуатирующихся на режиме растворенного газа, то следует считать, что второй ряд перешел на работу при напорном режиме.

Переход третьего ряда на напорный режим определяется точно таким же образом, но при этом считают, что число рядов скважин N , эксплуатирующихся на режиме вытеснения, равно трем.

Методика определения момента перехода очередного ряда скважин на эксплуатацию при режиме вытеснения по забойным давлениям остается той же. Различие заключается лишь в том, что момент перехода определяется не путем сравнения дебитов, а путем сравнения забойных давлений. Время разработки залежи находится как сумма времени эксплуатации скважин вначале первого ряда на режиме вытеснения (до момента перехода второго ряда на режим вытеснения), затем второго (до момента перехода третьего ряда на режим вытеснения) и т. д.

После перехода последнего ряда скважин на режим вытеснения время определяется по обычным формулам режима вытеснения.

Глава XV

РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

§ 1. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ В УСЛОВИЯХ СМЕШАННОГО РЕЖИМА ВЫТЕСНЕНИЯ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ ГАЗОМ

Часто в одном и том же пласте действует одновременно энергия растворенного газа, выделившегося из нефти, и напор контурных вод или напор газа газовой шапки. Иначе говоря, залежь разрабатывается при так называемом смешанном режиме. Разработка залежи при таком режиме может сопровождаться снижением давлений на забоях эксплуатационных скважин и пластового ниже давления насыщения. При снижении давления ниже давления насыщения в нефтяной зоне развивается газовая фаза — образуется двухфазный поток.

Пластовое давление выше давления насыщения можно поддерживать либо за счет давления контурной воды, либо давления газа газовой шапки. В последнем случае образуются нефтегазовые залежи.

Нефтегазовые залежи целесообразно подразделить на два основных типа:

1) замкнутые залежи, в которых вследствие различных причин не проявляется активность пластовых вод и основным источником природной энергии является растворенный в нефти газ и газ газовой шапки (этот тип залежей частично рассмотрен в главе XIII);

2) залежи с активной пластовой водой, из которых нефть добывается благодаря использованию упругой энергии законтурной области при подчиненной роли растворенного газа и газовой шапки.

При разработке нефтегазовых залежей могут возникнуть различные варианты очередности извлечения запасов нефти и газа. Независимо от этого во всех случаях должно быть выполнено основное требование — достижение максимально возможных нефте- и газоотдачи при наилучших экономических показателях разработки всей залежи. Очередность разработки нефтяных и газовых зон, а также темпы отбора в каждом конкретном случае устанавливаются с учетом особенностей продуктивного пласта.

При вытеснении нефти газом, что происходит в процессе расширения газовой шапки, образование зон повышенного газонасыщения в нефтяном пласте создает благоприятные условия для прорыва газа по путям наименьшего сопротивления и для загазовывания целых участков. Извлечь из таких участков оставшуюся нефть трудно или практически невозможно.

При отборе газа из залежи замкнутого типа пластовое давление понижается, а нефть устремляется в газовую шапку, насыщая часть порового пространства, до этого занимаемого газом. Приток нефти в газовую шапку происходит примерно так же, как и в эксплуатационные скважины при режиме растворенного газа. Давление в газовой шапке понижается не как в чисто газовых, а медленнее вследствие внедрения нефти в газовую шапку и ухода из нее растворенного газа.

Среднее давление в нефтяной зоне \bar{p} практически равно давлению в газовой шапке $p_{гш}$. Приняв $p = p_{гш}$ и зависимость нефтенасыщенности $s_n(p)$, соответствующей режиму растворенного газа, можно определить объем газированной нефти, который она займет в пластовых условиях при снижении давления в результате отбора газа

$$\Omega_{ni} = \frac{s_n(p_0) b_n(p_i) \Omega_{он}}{b_n(p_0) s_n(p_i)}, \quad (XV.1)$$

откуда объем газированной нефти, внедрившейся в газовую шапку,

$$\Delta \Omega_{ni} = \Omega_{ni} - \Omega_{он} = \Omega_{он} \left[\frac{s_n(p_0) b_n(p_i)}{b_n(p_0) s_n(p_i)} - 1 \right], \quad (XV.2)$$

где $\Omega_{он}$, Ω_{ni} — объемы порового пространства, занятые нефтью в начальный момент и в момент времени t_i ; p_0 , p_i — начальное

и текущее давление в залежи; $b_n(p)$ — объемный коэффициент нефти.

Следовательно, если известен закон изменения давления, то сравнительно легко можно определить насыщенность нефтяной части залежи и ее новые границы на любой заданный момент времени.

Исходя из баланса нефти — см. формулу (XV.1) — и баланса газа с учетом проникновения его в газовую шапку, суммарный отбор газа из газовой шапки

$$Q_{\Gamma} = \Omega_{\Gamma} i P_{\Gamma} i - \Omega_{\Gamma} (i+1) P_{\Gamma} (i+1) + \{ [G (s_{n i}) \mu_{ог i} - 1] P_{\Gamma} i + [G (s_{n (i+1)}) \mu_{ог (i+1)} - 1] P_{\Gamma} (i+1) \} (\Omega_{n (i+1)} - \Omega_{n i}). \quad (XV.3)$$

С учетом условия о постоянстве емкости залежи

$$\Omega = \Omega_{n i} + \Omega_{\Gamma} i \quad (XV.4)$$

при заданном отборе газа, изменение давления за любой интервал времени можно определить из соотношения

$$q_{\Gamma} \Delta t = \Omega_{\Gamma} i P_{\Gamma} i - \left[\Omega - \frac{\Omega_{n i} s_n (p_i) b_n (p_{(i+1)})}{s_n (p_{(i+1)}) b_n (p_i)} \right] P_{\Gamma} (i+1) + \frac{1}{2} \{ [G (s_{n i}) \mu_{ог i} - 1] P_{\Gamma} i + [G (s_{n (i+1)}) \mu_{ог (i+1)} - 1] \times \times P_{\Gamma} (i+1) \} [(\Omega_{n (i+1)} - \Omega_{n i})], \quad (XV.5)$$

где Ω — объем пористого пространства, занятый нефтью и газом, в m^3 ; $\Omega_{\Gamma} i$ — объем пористого пространства, занятый газом в момент времени t , в m^3 ; q_{Γ} — дебит газа, извлекаемого из газовой шапки, в m^3/c .

После несложных расчетов можно определить изменения во времени давления, насыщенности, объема порового пространства, занятого нефтью и газом, а следовательно, зависимость этих параметров от количества добытого газа из газовой шапки.

Судя по соотношению (XV.2) в замкнутых залежах, объем нефти, внедрившейся в газовую шапку при неограниченном отборе газа, сравнительно невелик и ущерб, наносимый нефтяной зоне при опереженной разработке газовой шапки, определяется не проникновением нефти в газовую шапку, а резким ухудшением условий выработки запасов нефти при снижении пластового давления, когда используется только природная энергия пласта.

В залежах с активной пластовой водой характер фильтрации нефти и ее потери при опереженной разработке газовой шапки существенно отличаются от таких же показателей для замкнутой залежи. Если из такой залежи добывается газ, то, как и в замкнутой залежи, будет наблюдаться снижение давления в газовой шапке и нефтяной зоне, что приведет к снижению давления в законтурной области и к внедрению воды в залежь. Хотя запасы нефти остаются постоянными, тем не менее степень их

извлекаемости претерпевают значительные изменения, так как часть нефти останется в заводненной зоне, а часть переместится в газовую шапку.

Схематично этот процесс выглядит так: в начальный момент времени залежь заполнена нефтью и газом. Со снижением пластового давления вследствие отбора газа начнется внедрение воды из законтурной области и перемещение водонефтяного и газонефтяного контактов. При определенном отборе газа водонефтяной контакт

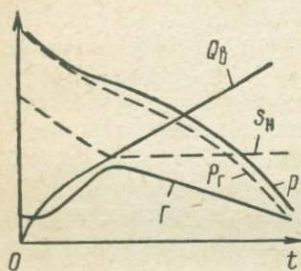


Рис. XV.1. Изменение показателей разработки нефтегазовой залежи с активной пластовой водой и при неограниченном отборе газа из газовой шапки:

s_n — нефтенасыщенность; Γ — газовый фактор; \bar{p} — среднее давление в нефтяной зоне; p_r — давление в газовой шапке; Q_D — количество вступившей в пласт воды

подойдет к первоначальному контуру газоносности, зона начальной нефтенасыщенности исчезнет и вся нефть разместится в заводненной области и в газовой шапке.

При дальнейшем отборе газа вода будет продвигаться в область, насыщенную нефтью, а нефть — в область, ранее занятую газом. Часть нефти, проникшей в газовую шапку, останется в заводненной зоне. Если размеры газовой шапки значительные, то может наступить момент, когда вся нефть будет находиться только в виде остаточной в заводненной зоне. Естественно, что при этом пластовое давление непрерывно снижается, но вследствие внедрения нефти в газовую шапку более замедленными темпами, чем в чисто газовой залежи (рис. XV.1).

Процесс фильтрации в этом случае будет характеризоваться в начальный момент выделением растворенного газа, снижением нефтенасыщенности, ростом газового фактора и затем — стабилизацией нефтенасыщенности и вытеснением газированной нефти.

Потери нефти в залежах с активной пластовой водой при неограниченном отборе газа будут складываться из количества нефти, оставшейся в заводненной зоне и проникшей в газовую шапку. Потери в первом случае можно объяснить внедрением воды при снижении пластового давления, так как нефть, остающаяся в заводненной зоне, практически не извлекаема. Потери во втором случае характерны только для нефтегазовых залежей и зависят от условий выработки нефти, переместившейся в газовую шапку. Для залежей с активной пластовой водой в газовую шапку проникает значительно больший объем нефти, чем в замкнутых, и потери ее также будут значительными.

Для решения вопроса о наиболее рациональном порядке разработки нефтяной зоны должны быть известны возможные потери нефти при неограниченном отборе газа. В этом случае расчеты сводятся к подбору такого расхода воды из законтурной

области, при котором давление в газовой шапке будет равно давлению, определенному с учетом потерь при фильтрации нефти

$$p_{гш} = p_0 - \Delta p_k - \Delta p_{нв} - \Delta p_n. \quad (XV.6)$$

Здесь Δp_k — снижение давления на границе залежи при реализации упругой энергии законтурной области, определяемое по одной из методик упругого режима при переменном дебите; $\Delta p_{нв}$ — потери давления в водонефтяной зоне с учетом неполноты вытеснения нефти водой; Δp_n — потери давления при фильтрации нефти в чисто нефтяной зоне.

Потери давления в водонефтяной зоне с учетом неполноты вытеснения нефти водой

$$\Delta p_{нв} = \frac{Q_v \mu_v f(s_{ср}) \ln \frac{R_k}{R_v}}{2\pi k h}, \quad (XV.7)$$

где Q_v — расход воды из законтурной области в м³/с; μ_v — вязкость пластовой воды в Па·с; R_k — радиус окружности, соответствующий внешней границе залежи, в м; R_v — текущее положение водонефтяного контакта в м; $f(s_{ср})$ — коэффициент добавочных сопротивлений при фильтрации нефти в переходной зоне.

Потери давления при фильтрации нефти в чисто нефтяной зоне

$$\Delta p_n = \frac{Q_n \mu_{нф} \ln \frac{R_n}{R_r}}{2\pi k h}, \quad (XV.8)$$

где $\mu_{нф}$ — фиктивная вязкость нефти в Па·с; R_r — текущее положение газонефтяного контакта в м.

С другой стороны, давление в газовой шапке

$$p_{гш} = \frac{\Omega_{ог} p_0 - \Delta Q_g}{\Omega_{ог} - Q_v \Delta t}, \quad (XV.9)$$

где ΔQ_g — суммарный отбор газа за время Δt в м³.

При расчетах до совпадения значений $p_{гш}$ по формулам (XV.6) и (XV.9) можно определить давление в нефтяной зоне и газовой шапке и текущее положение контуров.

Если одновременно с отбором газа добывают нефть в количестве Q_n , то по уравнению (XV.8) потерю давления определяют при расходе, равном $Q_v - Q_n$.

Зная количество нефти, оставшейся в заводненной зоне и переместившейся в газовую шапку, можно определить потери нефти при любом отборе газа из газовой шапки.

На основании данных о возможных потерях нефти, путем технико-экономического анализа, устанавливают допустимые потери и целесообразность продолжительности консервации запасов газа. Таким образом определяют рациональный вариант очередности разработки нефтяной зоны и газовой шапки.

Иногда очередность выработки нефти и газа можно устанавливать и без расчетных данных. Так, при наличии в данном месторождении газа или вблизи него газовых залежей с большими запасами, очевидна целесообразность выработки сначала запасов нефти, а затем газа.

§ 2. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ПРИ СОХРАНЕНИИ ОБЪЕМА ГАЗОВОЙ ШАПКИ

Уже отмечалось, что для извлечения максимального количества нефти из месторождения с газовой шапкой следует стремиться отбирать большую часть ее из пласта за счет вытеснения водой, а не газом. Такое условие выполняется, если в течение всего времени разработки газонефтяной контакт не будет изменять свое положение.

Неподвижность газонефтяного контакта может быть достигнута двумя путями: либо нагнетанием воды в зону отбора при поддержании в ней первоначального давления, либо созданием равновесия пластового давления в зоне отбора и газовой шапки при отборе из последней газа в объеме, на который расширилась бы газовая шапка. Часто второй вариант оказывается более эффективным и рекомендован для разработки нефтяных месторождений такого типа (разработка Коробковского месторождения, Урицкого, Котур-Тепе и др.). При выполнении таких условий запасы нефти будут вырабатываться за счет действия упругих сил законтурной зоны. И хотя по такой схеме энергия газовой шапки не будет использоваться для добычи нефти, тем не менее лучшие условия эксплуатации скважин при вытеснении нефти водой обеспечат более высокую нефтеотдачу. С осуществлением указанной схемы прорыва газа из газовой шапки в эксплуатационные скважины сводятся к минимуму, появляется возможность форсированной добычи нефти, используются запасы газа с самого начала разработки при сравнительно высоком давлении и, наконец, что очень важно, добыча нефти обеспечивается за счет использования природной энергии пласта.

При неподвижном газонефтяном контакте начальный объем порового пространства, занятый свободным газом (начальный объем газовой шапки), $\Omega_{ог}$ будет равен объему газовой шапки в любой момент времени $\Omega_{г}$, а давление газа в газовой шапке p_k — среднему пластовому давлению \bar{p}_6 , т. е.

$$\Omega_p = \Omega_{ог}, \quad (XV.10)$$

$$p_k = \bar{p}_6. \quad (XV.11)$$

Тогда общий отбор газа при снижении давления в газовой шапке от начального пластового давления $p_{ог}$ до среднего \bar{p}

$$Q_{об} = \Omega_{ог} (p_{ог} - \bar{p}). \quad (XV.12)$$

С поправкой на сжимаемость газа и температуру (в нормальных условиях)

$$Q_{об} = \frac{273}{T} \frac{\Omega_{ог} \cdot (p_{ог} - \bar{p})}{b_r(p)}, \quad (XV.13)$$

где $b_r(p)$ — коэффициент сжимаемости газа; T — абсолютная пластовая температура в К.

Добыча газа из газовой шапки (приведенная к нормальным условиям) за время Δt (в м³/с)

$$Q_r = \frac{\Omega_{ог} (p_{ог} - p_k)}{\Delta t}, \quad (XV.14)$$

Как видно, допустимая добыча газа, при которой газонефтяной контакт остается неподвижным при непрерывном снижении давления, зависит от первоначальных запасов свободного газа и от темпа изменения давления в газовой шапке, а последний — от уровня добычи нефти. Чем больше объем газовой шапки и чем выше добыча нефти, тем больше должно быть добыто газа из газовой шапки при одновременном отборе его с нефтью. Превышение отбора газа над допустимым для данной добычи нефти вызывает перемещение газонефтяного контакта, вследствие чего нефть вытесняется в сухие газонасыщенные породы. Если отбор газа незначителен, то начнется расширение газовой шапки и произойдет прорыв газа в эксплуатационные скважины.

В последнем этапе к моменту выработки запасов нефти газовая шапка будет представлять самостоятельную газовую залежь с теми же границами, что и в момент открытия месторождения, но с давлением ниже начального.

При разработке таких залежей по описанной схеме следует систематически контролировать положение газонефтяного контакта и следить за изменением пластового давления. С этой целью проектом предусматривают бурение специальных скважин, расположенных вблизи от внутреннего контура газоносности (рис. XV.2).

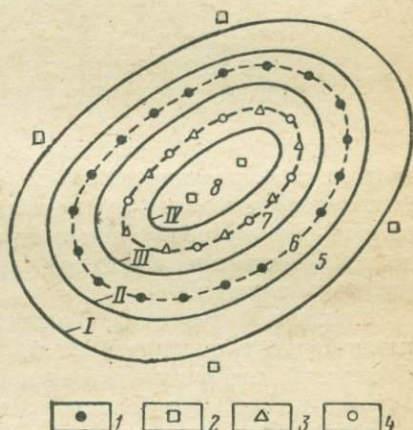


Рис. XV.2. Схема залежи с газовой шапкой.

Скважины: 1 — эксплуатационные нефтяные; 2 — пьезометрические; 3 — наблюдательные для замера положения газонефтяного контакта; 4 — контрольные для отбора газа из газовой шапки; 5 — нефть и вода; 6 — нефть; 7 — нефть и газ; 8 — газ. Контур нефтеносности: I — внешний; II — внутренний. Контур газоносности: III — внешний; IV — внутренний

Пластовое давление следует измерять как в специальных (пьезометрических), так и в эксплуатационных (нефтяных и газовых) скважинах.

Для регулирования перемещения газонефтяного контакта целесообразно отбирать свободный газ не из свода структуры, а из ряда скважин, расположенных в подгазовой зоне.

Недостаток этого способа заключается в том, что на конечной стадии разработки залежь эксплуатируется по существу как газовая, имеющая нефтяную оторочку. Кроме того, на длительное время консервируются запасы газа газовой шапки, в результате чего увеличивается общий срок разработки залежи, что ведет к удорожанию добываемой нефти и газа.

§ 3. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ПРИ ПОСТОЯННОМ ДАВЛЕНИИ В ГАЗОВОЙ ШАПКЕ

Допустим, что залежь замкнутого типа разрабатывается при режиме растворенного газа при непрерывном поддержании пластового давления путем закачки газа. Требуется найти зависимость между давлением в пласте и нефтенасыщенностью, определить изменение газового фактора, нефтеотдачу и время разработки залежи.

Считаем, что газ, нагнетаемый в однородный пласт, равномерно распределяется по всей продуктивной части залежи. Объемный коэффициент нефти $b_n = 1$. Тогда, применяя уравнения материального баланса, соответственно для расходов газа Q_g и нефти Q_n будем иметь:

$$Q_g = -\frac{d}{dt} [\Omega_n S_0 s_n \bar{p}_G + \Omega_n (1 - s_n) \bar{p}_G], \quad (\text{XV.15})$$

$$Q_n = -\frac{d}{dt} (\Omega_n s_n). \quad (\text{XV.16})$$

В газоносной части пласта должно удовлетворяться условие

$$d(\Omega_g p_g) = 0. \quad (\text{XV.17})$$

Здесь Ω_n — текущий объем нефтяной части пласта в м³; S_0 — коэффициент объемной растворимости газа в нефти; \bar{p}_G — средневзвешенное давление в зоне насыщенной нефтью; Ω_g — текущий объем газовой шапки в м³; p_g — текущее давление в газовой шапке.

После интегрирования уравнения (XV.17) от начальных значений объема газовой шапки $\Omega_{ог}$ и давления в ней $p_{ог}$ до текущих Ω_g и \bar{p}_G получим

$$\Omega_g = \Omega_{ог} \frac{p_{ог}}{\bar{p}_G}. \quad (\text{XV.18})$$

Так как по условию задачи залежь замкнута, то, очевидно, в процессе разработки Ω_n будет уменьшаться, а Ω_r — увеличиваться. При этом общий объем будет оставаться неизменным, т. е.

$$\Omega = \Omega_n + \Omega_r = \text{const.} \quad (\text{XV.19})$$

$$\Omega = \text{const.} \quad (\text{XV.20})$$

Подставляя в уравнение (XV.21) значение Ω_r , будем иметь:

$$\Omega_n = \Omega - \frac{\Omega_{ог} p_{ог}}{p_6}. \quad (\text{XV.21})$$

Полученное значение Ω_n подставим в уравнения материального баланса (XV.15) и (XV.16) и найдем газовый фактор

$$\Gamma = \frac{d \left[\left(\Omega - \frac{\Omega_{ог} p_{ог}}{p_6} \right) S_0 s_n \bar{p}_6 + \left(\Omega - \frac{\Omega_{ог} p_{ог}}{p_6} \right) (1 - s_n) \bar{p}_6 \right]}{d \left[\left(\Omega - \frac{\Omega_{ог} p_{ог}}{p_6} \right) s_n \right]}. \quad (\text{XV.22})$$

Так как эксплуатируется только нефтеносная часть, то газовый фактор

$$\Gamma = \bar{p}_6 [\mu_{ог} G(s_n) + S_0], \quad (\text{XV.23})$$

а поэтому, приравнявая правые части последних двух равенств, получим

$$\frac{d \left[\left(\Omega - \frac{\Omega_{ог} p_{ог}}{p_6} \right) S_0 s_n \bar{p}_6 + \left(\Omega - \frac{\Omega_{ог} p_{ог}}{p_6} \right) (1 - s_n) \bar{p}_6 \right]}{d \left[\left(\Omega - \frac{\Omega_{ог} p_{ог}}{p_6} \right) s_n \right]} = \bar{p}_6 [\mu_{ог} G(s_n) + S_0]. \quad (\text{XV.24})$$

После преобразования и интегрирования (от $p_{ог}$ до \bar{p}_6 и от $s_{он}$ до s_n)

$$\ln \frac{\Omega \bar{p}_6 - \Omega_{ог} p_{ог}}{p_{ог} (\Omega - \Omega_{ог})} = \int_{s_{он}}^{s_n} \frac{[\mu_{ог} G(s_n) + 1] ds_n}{(S_0 - 1) s_n + 1 - [\mu_{ог} G(s_n) + S_0] s_n \frac{\Omega_{ог} p_{ог}}{\Omega \bar{p}_6}}. \quad (\text{XV.25})$$

Если предположить, что объем газовой шапки $\Omega_{ог} = 0$, то получим хорошо известную зависимость давление — насыщенность К. А. Царевича.

Считая, что в процессе разработки отбирается постоянное количество нефти ($Q_n = \text{const}$), можно найти время разработки

по уравнению (XV.16). Интегрируя это уравнение при сохранении указанного условия, получим

$$t = \frac{\Omega_{\text{он}} s_{\text{он}} - \Omega_{\text{г}} s_{\text{н}}}{Q_{\text{н}}}. \quad (\text{XV.26})$$

Зная зависимость между давлением и нефтенасыщенностью (XV.24) и учитывая (XV.20), найдем изменение давления \bar{p}_G , нефтенасыщенность $s_{\text{н}}$, газовый фактор Γ , нефтеотдачу в зависимости от времени t .

§ 4. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ПРИ ПОСТОЯННОМ ОТБОРЕ ГАЗА ИЗ ГАЗОВОЙ ШАПКИ

Иногда эффективнее разрабатывать нефтяную залежь при заданном (постоянном) отборе газа из газовой шапки и неподвижном положении газонефтяного контакта ($\Omega_{\text{ог}} = \text{const}$). Тогда уравнения материального баланса будут иметь вид:
для газа

$$Q_{\text{г}} = -\frac{d}{dt} [(1 - s_{\text{в}} - s_{\text{н}}) \Omega_{\text{н}} \bar{p}_G] - \frac{d}{dt} (S_0 s_{\text{н}} \bar{p}_G \Omega_{\text{н}}); \quad (\text{XV.27})$$

для нефти

$$Q_{\text{н}} = -\frac{d}{dt} (\Omega_{\text{н}} s_{\text{н}}); \quad (\text{XV.28})$$

для воды

$$Q_{\text{в}} = -\frac{d\Omega_{\text{н}}}{dt}. \quad (\text{XV.29})$$

Из уравнений (XV.28) и (XV.29) найдем объем нефтеносной части

$$\Omega_{\text{н}} = \Omega_{\text{он}} \exp \int_{s_{\text{он}}}^{s_{\text{н}}} \frac{ds_{\text{н}}}{\frac{Q_{\text{н}}}{Q_{\text{в}}} - s_{\text{н}}}. \quad (\text{XV.30})$$

С помощью формулы (XV.30) из (XV.27) и (XV.28) определим изменение давления в нефтяной части в зависимости от нефтенасыщенности на внешней неподвижной границе пласта

$$\bar{p}_G = p_{\text{ог}} \exp \int_{s_{\text{он}}}^{s_{\text{н}}} \frac{\mu_{\text{ог}} G(s_{\text{н}}) + 1 - (1 - s_{\text{в}}) \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}}}{[(S_0 - 1) s_{\text{н}} - s_{\text{в}} + 1] \left(1 - \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}} s_{\text{н}}\right)} ds_{\text{н}}. \quad (\text{XV.31})$$

В частном случае при $Q_{\text{в}} = 0$ (отсутствует зона, насыщенная водой, или во всяком случае она неподвижна) получим

$$\frac{\bar{p}_G}{p_{\text{ог}}} = \exp \int_{s_{\text{он}}}^{s_{\text{н}}} \frac{\mu_{\text{ог}} G(s_{\text{н}}) + 1}{(S_0 - 1) s_{\text{н}} + 1 - s_{\text{в}}} ds_{\text{н}}. \quad (\text{XV.32})$$

С другой стороны, как следует из условий самой задачи ($\Omega_{ог} = \text{const}$), зависимость между добычей газа $Q_{г}$ и текущим пластовым давлением \bar{p}_0 имеет вид

$$Q_{г} = \Omega_{ог} (p_{ог} - \bar{p}_0). \quad (\text{XV.33})$$

Приравнивая правые части (XV.33) и (XV.27), получим соотношение, из которого определяется зависимость нефтенасыщенности от времени. Зная нефтенасыщенность и изменение объема нефтеносной части, из (XV.28) найдем зависимость $Q_{н}$.

Дебит нефти можно найти с помощью уравнения истощения нефтяной части залежи.

§ 5. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ С НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ

Рациональную систему разработки залежи с нефтяной оторочкой можно выбрать только на основании результатов комплексного изучения геологических особенностей залежи, оценки технологических показателей и экономического анализа с учетом потребности в нефти и газе данного района. При этом сначала определяют потери нефти при неограниченном отборе газа из газовой шапки с учетом того, что давления в нефтяной оторочке и газовой шапке, очевидно, будут различными.

Примем начальное пластовое давление, равное давлению насыщения, что характерно для нефтегазовых залежей.

Количество воды, вторгшейся в залежь:

$$W_{в} = (\Omega_{он} - \Omega_{в}) (1 - s_{ср}), \quad (\text{XV.34})$$

где $\Omega_{он} = \pi R_{н}^2 h m_{э}$; $\Omega_{в} = \pi R_{в}^2 h m_{э}$; $R_{н}$ — начальное положение водонефтяного контакта; $s_{ср}$ — средняя нефтенасыщенность в зоне фильтрации водонефтяной смеси.

После дифференцирования (XV.34) получим

$$\frac{d\Omega_{в}}{dt} = - \frac{W_{в}}{1 - s_{ср}}, \quad (\text{XV.35})$$

Расход вторгшейся в залежь воды с учетом образования двухфазного потока в зоне вытеснения нефти водой

$$W_{вп} = \frac{\frac{4\pi k_{в} h}{\mu_{в}} (p_0 - \bar{p}_n) - \frac{\psi'(\tau_n)}{t_n} \sum_{i=1}^{n-1} (Q_{(i-1)} + Q_i) (t_i - t_{(i-1)})}{\psi(\tau_n) - \left(1 - \frac{t_n - t_{(n-1)}}{t_n}\right) \psi'(\tau_n) + 2f(s_{ср}) \ln \frac{R_{н}}{R_{в}}}. \quad (\text{XV.36})$$

Если проницаемость законтурной области отличается от проницаемости продуктивной части пласта, то расход воды, вторгшейся в залежь,

$$W_{\text{вп}} = \frac{\frac{4\pi k_{\text{в}} h}{\mu_{\text{в}}} (p_0 - \bar{p}_n) - \frac{\psi'(\tau_n)}{t_n} \sum_{i=1}^{n-1} (Q_{(i-1)} + Q_i) (t_i - t_{(i-1)})}{\psi(\tau_n) - \left(1 - \frac{t_n - t_{(n-1)}}{t_n}\right) \psi'(\tau_n) + 2f(s_{\text{ср}}) \frac{k}{h_{\text{в}}} \ln \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{в}}}} \quad (\text{XV.37})$$

В формулах (XV.36) и (XV.37) приняты обозначения: $f(s_{\text{ср}})$ — фильтрационные сопротивления в водонефтяной зоне; $\psi(\tau_n)$ и $\psi'(\tau_n)$ — табличные коэффициенты; $\tau_n = 2\kappa t/R_{\text{н}}^2$ — безразмерное время; n — индекс времени (0, 1, 2, ...); κ — коэффициент пьезопроводности; $k_{\text{в}}$ — проницаемость законтурной области; t — время разработки залежи.

Уравнения материального баланса для нефти и газа:

$$(\Omega_{\text{он}} - \Omega_{\text{ог}}) \frac{s_{\text{он}}}{b_{\text{н}}(p)} = (\Omega_{\text{в}} - \Omega_{\text{г}}) \frac{\bar{s}_{\text{н}}}{b_{\text{н}}(p)} + s_{\text{ср}} \int_{\Omega_{\text{в}}}^{\Omega_{\text{он}}} \frac{d\Omega_{\text{в}}}{b_{\text{н}}(p)}; \quad (\text{XV.38})$$

$$\begin{aligned} (\Omega_{\text{он}} - \Omega_{\text{ог}}) \left[p_0 (1 - s_{\text{он}}) + \frac{S_1(p_0) s_{\text{он}}}{b_{\text{н}}(p_0)} \right] &= (\Omega_{\text{в}} - \Omega_{\text{г}}) \left[\bar{p} (1 - \bar{s}_{\text{н}}) + \frac{S_1(\bar{p}) \bar{s}_{\text{н}}}{b_{\text{н}}(\bar{p})} \right] + \\ &+ s_{\text{ср}} \int_{\Omega_{\text{в}}}^{\Omega_{\text{он}}} \frac{S_1(\bar{p})}{b_{\text{н}}(\bar{p})} d\Omega_{\text{в}} + \int_{\Omega_{\text{г}}}^{\Omega_{\text{ог}}} [G(s_{\text{н}}) \mu_{\text{ог}} - 1] \bar{p}_{\text{г}} d\Omega_{\text{г}}, \quad (\text{XV.39}) \end{aligned}$$

где $\Omega_{\text{ог}} = \pi R_{\text{ог}}^2 h m_{\text{г}}$; $\Omega_{\text{г}} = \pi R_{\text{г}}^2 h m_{\text{г}}$; $G(s_{\text{н}}) = F_{\text{г}}(s_{\text{н}})/F_{\text{н}}(s_{\text{н}})$, $s_{\text{он}}$ — начальная нефтенасыщенность нефтяной части залежи; $\bar{s}_{\text{н}}$ — текущая средняя нефтенасыщенность нефтяной части залежи; \bar{p} — текущее среднее давление в нефтяной части залежи; $\bar{p}_{\text{г}}$ — текущее среднее давление в газовой шапке; $S_1(p)$ — растворимость газа в нефти; $F_{\text{г}}(s_{\text{н}})$ — фазовая проницаемость для газа; $F_{\text{н}}(s_{\text{н}})$ — фазовая проницаемость для нефти.

После дифференцирования балансовых соотношений (XV.38) и (XV.39), пренебрежения вязкостью газа в газовой шапке и ряда преобразований получим

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\bar{s}_{\text{н}}}{dt} &= \bar{s}_{\text{н}} \frac{b'_{\text{н}}(\bar{p})}{b_{\text{н}}(\bar{p})} \frac{d\bar{p}}{dt} + \frac{1}{\Omega_{\text{в}} - \Omega_{\text{г}}} \left[\bar{s}_{\text{н}} \frac{d\Omega_{\text{г}}}{dt} - (\bar{s}_{\text{н}} - s_{\text{ср}}) \frac{d\Omega_{\text{в}}}{dt} \right], \\ \frac{d\bar{p}}{dt} &= \frac{[\bar{p} + \bar{p}_{\text{г}} G(s_{\text{н}}) \mu_{\text{ог}}(p_{\text{г}}) - 1] \frac{d\Omega_{\text{г}}}{dt} - p (1 - s_{\text{ср}}) \frac{d\Omega_{\text{в}}}{dt}}{(\Omega_{\text{в}} - \Omega_{\text{г}}) \left\{ 1 - \bar{s}_{\text{н}} + \frac{\bar{s}_{\text{н}}}{b_{\text{н}}(\bar{p})} [S'_1(p) - \bar{p}'_{\text{н}}(\bar{p})] \right\}}. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XV.40})$$

Количество газа, содержащегося в газовой шапке с учетом проникновения его из нефтяной части:

$$Q_{\Gamma} = p_0 \Omega_{0\Gamma} - p_{\Gamma} \Omega_{\Gamma} + \int_{\Omega_{\Gamma}}^{\Omega_{0\Gamma}} [G(s_{\Gamma}) \mu_{0\Gamma}(p_{\Gamma}) - 1] p_{\Gamma} d\Omega_{\Gamma}. \quad (\text{XV.41})$$

В дифференциальной форме это уравнение имеет вид:

$$\frac{dp_{\Gamma}}{dt} = -\frac{Q_{\Gamma}}{\Omega_{\Gamma}} - \frac{1}{\Omega_{\Gamma}} p_{\Gamma} G(s_{\Gamma}) \mu_{0\Gamma}(p) \frac{d\Omega_{\Gamma}}{dt}, \quad (\text{XV.42})$$

где Q_{Γ} — дебит газа из газовой шапки.

Кроме того, при перемещении границы раздела нефтяной оторочки и газовой шапки можно записать:

$$\frac{dR_{\Gamma}}{dt} = -\frac{Q_{\text{H}} b_{\text{H}}(p_{\Gamma})}{2\pi R_{\Gamma} h m_{\text{Э}}}, \quad (\text{XV.43})$$

где Q_{H} — мгновенный расход нефти через газонефтяной контакт.

Система обыкновенных дифференциальных уравнений (XV.35), (XV.40), (XV.42), (XV.43) замкнутая и может быть решена одним из методов численного интегрирования с применением ЭВМ.

Заменяя в указанной системе поровые объемы через соответствующие радиусы, окончательно получим:

$$\frac{dR_{\text{B}}}{dt} = -\frac{W_{\text{B}}}{2\pi h m_{\text{Э}} (1 - s_{\text{CP}}) R_{\text{B}}}, \quad (\text{XV.44})$$

$$\frac{d\bar{s}_{\text{H}}}{dt} = \frac{\bar{s}_{\text{H}} b'_{\text{H}}(\bar{p}) d\bar{p}}{b_{\text{H}}(\bar{p}) dt} + \frac{2}{R_{\text{B}}^2 - R_{\Gamma}^2} \left[\bar{s}_{\text{H}} R_{\Gamma} \frac{dR_{\Gamma}}{dt} - (\bar{s}_{\text{H}} - \bar{s}_{\text{CP}}) p_{\text{B}} \frac{dR_{\text{B}}}{dt} \right], \quad (\text{XV.45})$$

$$\frac{d\bar{p}}{dt} = \frac{2 \left\{ [\bar{p} + p_{\Gamma} (G(s_{\Gamma}) \mu_{0\Gamma}(p_{\Gamma}) - 1)] R_{\Gamma} \frac{dR_{\Gamma}}{dt} - p (1 - s_{\text{CP}}) R_{\text{B}} \frac{dR_{\text{B}}}{dt} \right\}}{(R_{\text{B}}^2 - R_{\Gamma}^2) \left\{ 1 - \bar{s}_{\text{H}} + \frac{s_{\text{H}}}{b_{\text{H}}(\bar{p})} [\bar{s}'_{\text{H}}(\bar{p}) - \bar{p} b'_{\text{H}}(\bar{p})] \right\}} \quad (\text{XV.46})$$

$$\frac{dp_{\Gamma}}{dt} = -\frac{1}{R_{\Gamma}} \left\{ \frac{Q_{\Gamma}}{\pi h m_{\text{Э}} R_{\Gamma}} + 2p_{\Gamma} [G(s_{\Gamma}) \mu_{0\Gamma}(p_{\Gamma})] \frac{dR_{\Gamma}}{dt} \right\}. \quad (\text{XV.47})$$

Расход нефти через газонефтяной контакт определим по формуле

$$Q_{\text{H}} = \frac{2\pi k h}{\ln \frac{R_{\text{B}}}{R_{\Gamma}}} \left[\frac{b_1}{2} (\bar{p}^2 - p_{\Gamma}^2) + b_2 (\bar{p} - p_{\Gamma}) \right] \quad (\text{XV.48})$$

или в соответствии с системой (XIV.57) и (XIV.58):

$$Q_{\text{H}} = \frac{2\pi k h}{\ln \frac{R_{\text{B}}}{R_{\Gamma}}} \left[\frac{F_{\text{H}}(\bar{s}_{\text{H}})}{b_{\text{H}}(\bar{p}) \mu_{\text{H}}(\bar{p})} + \frac{F_{\text{H}}(s_{\Gamma})}{b_{\text{H}}(p_{\Gamma}) \mu(p_{\Gamma})} \right] \frac{\bar{p} - p_{\Gamma}}{2}. \quad (\text{XV.49})$$

Для определения нефтенасыщенности на газонефтяном контакте воспользуемся условием равенства газового фактора по линии тока, откуда

$$G(s_H) = \frac{\Gamma - s(p_r)}{\mu_{ог}(p_r) b_H(p_r) p_r}, \quad (XV.50)$$

где

$$\Gamma = G(\bar{s}_H) \mu_{ог}(\bar{p}_r) b_H(\bar{p}) \bar{p} + S_1(\bar{p}).$$

Найденное по формуле (XV.50) значение $G(s_H)$ позволяет при помощи таблиц или графиков определить нефтенасыщенность на газонефтяном контуре.

Следует напомнить, что в рассмотренном случае нефть из оторочки не отбирается. В связи с этим дебит нефти и газовый фактор в задаче условные величины. Вместе с тем эти величины отражают динамику процесса в нефтяной оторочке. В частности, по ним можно судить о влиянии выделения растворенного газа в оторочке на количество нефти, уходящей в газовую шапку при неограниченном отборе газа из залежи.

Допустим теперь, что наряду с отбором газа из газовой шапки из оторочки извлекается нефть. В этом случае необходимо изучить два этапа разработки залежи. Первый характеризуется тем, что давление на линии отбора меньше, чем в газовой шапке, и, следовательно, нефть с одной стороны будет вытесняться газом газовой шапки, а с другой — водой законтурной области.

Второй этап характеризуется тем, что давление на линии отбора больше, чем в газовой шапке. В этом случае в нефтяной оторочке устанавливается общий поток газированной нефти к газовой шапке. Время перехода от первого этапа ко второму зависит прежде всего от первоначальных запасов нефти и газа, соотношения отборов нефти и газа, от характеристики законтурной области, а также от ряда других факторов.

На первом этапе дебит нефти на линии отбора складывается из притока нефти со стороны водоносной области (ниже обозначается индексом 1) и притока нефти со стороны газовой шапки (ниже обозначается индексом 2), т. е. $Q_H = Q_{H1} + Q_{H2}$.

Допустим, что линия отбора нефти расположена на расстоянии от центра залежи. Тогда балансовые соотношения для воды, нефти и газа в первой области запишутся в следующем виде:

$$W_B = (\Omega_{OH} - \Omega_B) (1 - s_{cp}); \quad (XV.51)$$

$$Q_{H1} = (\Omega_{OH} - \Omega_C) \frac{s_{OH}}{b_H(p_0)} - (\Omega_B - \Omega_C) \frac{\bar{s}_{H1}}{b_H(\bar{p}_1)} - s_{cp} \int_{\Omega_B}^{\Omega_{OH}} \frac{d\Omega_B}{b_H(\bar{p}_1)}; \quad (XV.52)$$

$$Q_{r1} = (\Omega_{OH} - \Omega_C) \left[p_0 (1 - s_{OH}) + \frac{S_1(p_0) s_{OH}}{b_H(p_0)} \right] - (\Omega - \Omega_C) \left[\bar{p}_1 (1 - \bar{s}_{H1}) + \frac{S_1(\bar{p}_1) \bar{s}_{H1}}{b_H(\bar{p}_1)} \right] - s_{cp} \int_{\Omega_B}^{\Omega_{OH}} \frac{S_1(\bar{p}_1)}{b_H(\bar{p}_1)} d\Omega_B. \quad (XV.53)$$

Аналогично для балансовых соотношений во второй области:

$$Q_{\Gamma} = \Omega_{0\Gamma} p_{0\Gamma} - \Omega_{\Gamma} p_{\Gamma}; \quad (\text{XV.54})$$

$$Q_{H2} = (\Omega_c - \Omega_{0\Gamma}) \frac{s_{0H}}{b_H(p_0)} - (\Omega_c - \Omega_{\Gamma}) \frac{\bar{s}_{H2}}{b_H(p_2)}; \quad (\text{XV.55})$$

$$Q_{\Gamma 2} = (\Omega_c - \Omega_{0\Gamma}) \left[p_0 (1 - s_{0H}) + \frac{S_1(p_0) s_{0H}}{b_H(p_0)} \right] - (\Omega_B - \Omega_c) \left[\bar{p}_2 (1 - s_{H2}) + \frac{S_1(\bar{p}_2) \bar{s}_{H2}}{b_H(\bar{p}_2)} \right], \quad (\text{XV.56})$$

где Q_{Γ} — суммарное количество отбираемого газа из газовой шапки; Ω_c — объем нефтяной части пласта, находящейся внутри линии отбора; остальные обозначения прежние.

Приняв $p_{\Gamma} = \bar{p}_2$, после дифференцирования и ряда преобразований получим следующую систему обыкновенных дифференциальных уравнений:

$$\frac{dR_B}{dt} = - \frac{W_B}{2\pi h m_{\Phi} (1 - s_{cp}) R_B}, \quad (\text{XV.57})$$

$$\frac{d\bar{s}_{H1}}{dt} = \bar{s}_{H1} \frac{b'_H(\bar{p}_1) \frac{d\bar{p}_1}{dt}}{b_H(\bar{p}_1)} - \frac{1}{R_B^2 - R_c^2} \left\{ \frac{Q_{H1} b_H(\bar{p}_1)}{\pi h m_{\Phi}} + (\bar{s}_{H1} - s_{cp}) 2R_B \frac{dR_B}{dt} \right\}, \quad (\text{XV.58})$$

$$\frac{d\bar{p}_1}{dt} = \frac{- \frac{Q_{H1}}{\pi h m_{\Phi}} [\Gamma_1 - S_1(\bar{p}_1) + \bar{p}_1 b_H(\bar{p}_1)] - (1 - s_{cp}) \bar{p}_1 2R_B \frac{dR_B}{dt}}{\left\{ 1 - \bar{s}_{H1} + \frac{s_{H1}}{b_H(\bar{p}_1)} [S'_1(\bar{p}_1) - \bar{p}_1 b'_H(\bar{p}_1)] \right\} (R_B^2 - R_c^2)}, \quad (\text{XV.59})$$

$$\frac{dR_{\Gamma}}{dt} = \frac{- \frac{Q_{\Gamma}}{\pi h m_{\Phi}} - R_{\Gamma}^2 \frac{d\bar{p}_2}{dt}}{2R_{\Gamma} \bar{p}_2}, \quad (\text{XV.60})$$

$$\frac{d\bar{s}_{H2}}{dt} = \bar{s}_{H2} \frac{b'_H(\bar{p}_2) \frac{d\bar{p}_2}{dt}}{b_H(\bar{p}_2)} - \frac{1}{R_B^2 - R_c^2} \left\{ \frac{Q_{H2} b_H(\bar{p}_2)}{\pi h m_{\Phi}} - \bar{s}_{H2} 2R_{\Gamma} \frac{dR_{\Gamma}}{dt} \right\}, \quad (\text{XV.61})$$

$$\frac{d\bar{p}_2}{dt} = \frac{- \frac{Q_{H2}}{\pi h m_{\Phi}} [\Gamma_2 - S_1(\bar{p}_2) + \bar{p}_2 b_H(\bar{p}_2)] + \bar{p}_2 2R_{\Gamma} \frac{dR_{\Gamma}}{dt}}{\left\{ 1 - \bar{s}_{H2} + \frac{s_{H2}}{b_H(\bar{p}_2)} [S'_1(\bar{p}_2) - \bar{p}_2 b'_H(\bar{p}_2)] \right\} (R_c^2 - R_{\Gamma}^2)}. \quad (\text{XV.62})$$

Дебит нефти в этих формулах определяется по уравнениям (XV.49) при соответствующих каждой области параметрах. Следует учитывать, что $p_{c1} = p_{c2} = p_c$.

Таким образом, формула для определения дебита нефти при заданном давлении на линии отбора (или давлении на линии отбора при заданном отборе) будет иметь вид:

$$Q_H = \frac{2\pi kh}{\ln \frac{R_H}{r}} \left[\frac{b_1}{2} (\bar{p}_1^2 - p_c^2) + b_2 (\bar{p}_1 - p_c) \right] + \frac{2\pi kh}{\ln \frac{R_C}{r}} \left[\frac{b_{11}}{2} (\bar{p}_2^2 - p_c^2) + b_{22} (\bar{p}_2 - p_c) \right]. \quad (\text{XV.63})$$

Для условий второго этапа (давление в газовой шапке ниже давления на линии отбора) расчеты можно производить по преобразованной с учетом отбора нефти из оторочки системе уравнений (XV.43)—(XV.47). Указанная система уравнений будет иметь вид:

$$\frac{dR_B}{dt} = - \frac{Q_B}{2\pi h m_\varnothing (1 - s_{cp}) R_B}, \quad (\text{XV.64})$$

$$\frac{d\bar{s}_H}{dt} = \frac{s_H b'(p)}{b_H(p)} \frac{dp}{dt} - \frac{1}{R_B^2 - R_\Gamma^2} \left\{ \frac{Q_H b_H(\bar{p})}{\pi h m_\varnothing} + (s_H - s_{cp}) 2R_B \frac{dR_B}{dt} - \bar{s}_H 2R_\Gamma \frac{dR_\Gamma}{dt} \right\}; \quad (\text{XV.65})$$

$$\frac{d\bar{p}}{dt} = \frac{2 \left\{ [p + p_\Gamma (G(p_\Gamma) \mu_0 (p_\Gamma - 1))] R_\Gamma \frac{dR_\Gamma}{dt} - \bar{p} (1 - s_{cp}) R_B \frac{dR_B}{dt} \right\}}{1} \rightarrow \frac{- \frac{Q_H}{2h m_\varnothing} [\Gamma - S_1(\bar{p}) - \bar{p} b_H(\bar{p})]}{(R_B^2 - R_\Gamma^2) \left\{ 1 - s_H + \frac{\bar{s}_H}{b_H(\bar{p})} [S'_1(\bar{p}) - \bar{p} b'_H(\bar{p})] \right\}}, \quad (\text{XV.66})$$

$$\frac{dR_\Gamma}{dt} = - \frac{1}{R_\Gamma} \left\{ \frac{Q_\Gamma}{\pi h m_\varnothing R_\Gamma} + 2p_\Gamma [G(s_\Gamma) \mu_{0\Gamma}(p_\Gamma)] \frac{dR_\Gamma}{dt} \right\}, \quad (\text{XV.67})$$

$$\frac{dR_\Gamma}{dt} = - \frac{Q_{H2} b_H(p_\Gamma)}{2\pi h m_\varnothing R_\Gamma}; \quad (\text{XV.68})$$

$$Q_{H2} = \frac{2\pi kh}{\ln \frac{R_B}{R_\Gamma}} \left[\frac{b_1}{2} (\bar{p}_c^2 - p_\Gamma^2) + b_2 (\bar{p}_c - p_\Gamma) \right]. \quad (\text{XV.69})$$

При решении задачи было принято поршневое вытеснение газированной нефти газом, которое в качестве первого приближения оправдано, во-первых, тем, что при реальных соотношениях существующих отборов газа и нефти быстро наступит второй этап разработки, когда газированная нефть будет вторгаться в газовую шапку. С точки зрения оценки потерь нефти именно последний процесс играет существенную роль. Что касается вытеснения газированной нефтью газа, то в этом случае принимается схема

поршневого вытеснения с учетом проникновения газа в газовую шапку, и, во-вторых, отсутствием достаточного количества экспериментальных данных для составления математической модели вытеснения газированной нефти газом. Накопление этого материала позволит внести уточнения в полученное аналитическое решение.

Определив потери нефти при любом суммарном отборе газа из газовой шапки, можно оценить экономические показатели разработки залежи с оторочкой.

Глава XVI

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ И РАЗРАБОТКА ПОДГАЗОВОЙ ЗОНЫ

§ 1. РАСЧЕТ ДОПУСТИМОЙ ДЕПРЕССИИ

Сложность разработки нефтяного месторождения с подошвенной водой заключается в том, что в процессе его эксплуатации помимо общего перемещения водонефтяного контакта наблюдается более интенсивный подъем воды — вблизи эксплуатационных скважин образуются в призабойной зоне в о д я н ы е к о н у с ы. Форма водяных конусов до сих пор неизвестна. Поэтому при таких исходных условиях трудно найти точное решение этой гидродинамической задачи. Применяя некоторые допущения, М. Маскет, И. А. Чарный, П. С. Пискунов, М. М. Глоговский, Д. А. Эфрос, А. П. Телков и другие получили приближенные решения. Эти решения даны в предположении, что нефть к забоям скважин вытесняется действием подошвенной воды, распределенной по всей площади пласта. Для максимального использования энергии вытеснения предполагается, что на площади нефтеносности одновременно действует группа эксплуатационных скважин, каждая из которых обслуживает свой равновеликий удельный объем пласта. Величина и форма удельного объема зависят от числа скважин и от расположения их на залежи. При таких условиях гидродинамические расчеты сводятся к изучению работы одной эксплуатационной скважины.

При решении задачи о неподвижном водяном конусе М. Маскет показал, что зона пространственного притока ограничивается радиусом, равным удвоенной мощности пласта. Однако до настоящего времени четкого вывода о размерах этой зоны при притоке жидкости к несовершенной скважине в зависимости от анизотропности пласта, степени вскрытия и радиуса питания не сделано. Несколько позже была дана теория расчета высоты конуса и дебита несовершенной скважины И. А. Чарным.

И. А. Чарный рассматривал задачу о притоке нефти к скважине, несовершенной по степени вскрытия, но совершенной по характеру вскрытия в изотропном пласте при устойчивом неподвижном конусе подошвенной воды. Он считал, что движение жидкости подчиняется линейному закону фильтрации, а кровлю, подошву и первоначальную поверхность раздела принимал горизонтальными (рис. XVI.1). Эффектом действия капиллярных сил пренебрегал.

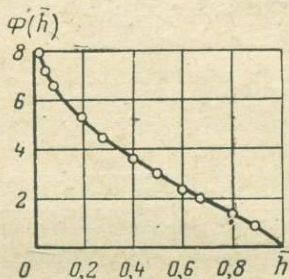
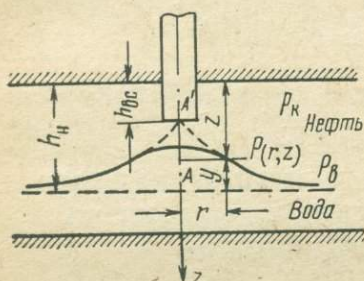


Рис. XVI.1. Схематическое изображение образования водяного конуса в однородном песчанике

Рис. XVI.2. Характер изменения функции $\Phi(\bar{h})$

При этом условии потенциал скорости в точке A — точке пересечения оси скважины с горизонтальной поверхностью пласта по М. Маскети¹

$$\Phi_A = -\frac{q_0}{4\pi h_n \bar{h}} \left\{ -\ln \frac{\Gamma(1,5+0,5\bar{h}) \Gamma(0,5+0,5\bar{h})}{\Gamma(1,5-0,5\bar{h}) \Gamma(0,5-0,5\bar{h})} + \ln \frac{0,5+0,5\bar{h}}{0,5-0,5\bar{h}} \right\}, \quad (\text{XVI.1})$$

где $\bar{h} = h_{вс}/h_n$ — относительно вскрытая мощность пласта; $h_{вс}$ — глубина вскрытия пласта в м; h_n — мощность продуктивного горизонта в м; q_0 — постоянный дебит скважины в м³/с; $\Gamma(x)$ — гамма-функция.

Пользуясь свойством гамма-функции $\Gamma(x) = \Gamma(1+x)/x$, вместо (XVI.1) получим

$$\Phi_A = \frac{q_0}{2\pi h_n \bar{h}} \left\{ -\ln \frac{0,5+0,5\bar{h}}{0,5-0,5\bar{h}} + \ln \frac{\Gamma(1,5+0,5\bar{h})}{\Gamma(1,5-0,5\bar{h})} \right\}. \quad (\text{XVI.2})$$

Потенциал скорости на контуре питания ($r = R_k$)

$$\Phi_k = -\frac{q_0}{2\pi h_n} \ln \frac{4h_n}{R_k}. \quad (\text{XVI.3})$$

¹ Под потенциалом скорости течения жидкости Φ подразумевается сумма энергии положения и энергии закачки (вследствие давления), отнесенная к единице массы жидкости. Энергия движения (кинетическая энергия) считается ничтожно малой.

Разность между потенциалом скорости на контуре питания и потенциалом скорости на стенке скважины [6]

$$\Phi_K - \Phi_C = \frac{q_0}{2\pi h_n} \left\{ \frac{1}{2\bar{h}} \left[2 \ln \frac{4h_n}{r_c} - \Phi(\bar{h}) \right] - \ln \frac{4h_n}{R_K} \right\}, \quad (\text{XVI.4})$$

где

$$\Phi(\bar{h}) = \ln \frac{\Gamma(0,875\bar{h}) \Gamma(0,125\bar{h})}{\Gamma(1-0,875\bar{h}) \Gamma(1-0,125\bar{h})}. \quad (\text{XVI.5})$$

График $\Phi(\bar{h})$ согласно (XVI.5) показан на рис. XVI.2.

Из уравнений (XVI.2)–(XVI.4) получим

$$\psi = \frac{\Phi_K - \Phi_A}{\Phi_K - \Phi_C} = \frac{\ln \frac{0,5+0,5\bar{h}}{0,5-0,5\bar{h}} - \ln \frac{\Gamma(1,5+0,5\bar{h})}{\Gamma(1,5-0,5\bar{h})} - \bar{h} \ln \frac{4h_n}{R_K}}{\ln \frac{4h_n}{r_c} - \frac{1}{2} \Phi(\bar{h}) - \bar{h} \ln \frac{4h_n}{R_K}}. \quad (\text{XVI.6})$$

Для упрощения расчетов примем $R_K = 4 h_n$, тогда вместо уравнения (XVI.6) получим

$$\psi = \frac{\ln \frac{0,5+0,5\bar{h}}{0,5-0,5\bar{h}} - \ln \frac{\Gamma(1,5+0,5\bar{h})}{\Gamma(1,5-0,5\bar{h})}}{\ln \frac{4h_n}{r_c} - \frac{1}{2} \Phi(\bar{h})}. \quad (\text{XVI.7})$$

Графики функции ψ приведены на рис. XVI.3 для значений $h_n/r_c = 50; 100; 250; 2000$.

Если в залежи нефть перекрывается газовой шапкой (подгазовая залежь), потенциал пропорционален квадрату абсолютного давления. Тогда для ψ можно написать

$$\psi = \frac{p_K^2 - p_A^2}{p_K^2 - p_{\text{заб}}^2}, \quad (\text{XVI.8})$$

где $p_K, p_{\text{заб}}, p_A$ — абсолютные давления на изобаре радиуса, на стенке скважины и в точке A в Па.

Из формулы (XVI.8) находим

$$p_K - p_A = p_K \left[1 - \sqrt{1 - \psi(1 - \varepsilon_3^2)} \right], \quad (\text{XVI.9})$$

где

$$\varepsilon_3 = \frac{p_{\text{заб}}}{p_K}. \quad (\text{XVI.10})$$

Из уравнений (XVI.9) и (XVI.10) получим

$$\frac{p_K - p_A}{p_K - p_{\text{заб}}} = \psi_1 = \frac{1 - \sqrt{1 - \psi(1 - \varepsilon_3^2)}}{1 - \varepsilon_3}. \quad (\text{XVI.11})$$

Допустим в первом приближении, что подъем водяного конуса определяется разностью давлений $p_K - p_A$. Тогда высота конуса (в м)

$$y = \frac{p_K - p_A}{g(\rho_B - \rho_H)} = \frac{p_K - p_{\text{заб}}}{g(\rho_B - \rho_H)} \psi_1, \quad (\text{XVI.12})$$

где ρ_H и ρ_B — плотность нефти и воды в кг/м^3 ($\text{Н} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4$); g — ускорение свободного падения в м/с^2 .

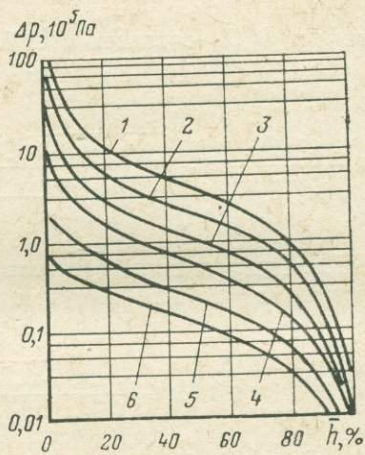
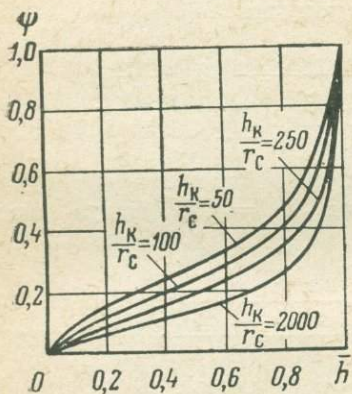


Рис. XVI.3. Графики функции $\psi = \psi(\bar{h})$

Рис. XVI.4. Графики для расчета предельной депрессии.

h_n в м: 1 — 60; 2 — 37,5; 3 — 22,5; 4 — 15; 5 — 7,5; 6 — 4,5.

Δp умножить на коэффициент λ_K согласно (XVI.16)

Во избежание прорыва воды в скважину следует выбирать

$$y < 0,4(h_n - h_{\text{вс}}), \quad (\text{XVI.13})$$

где 0,4 — коэффициент запаса (устойчивости конуса).

Из (XVI.12) и (XVI.13) для предельной депрессии

$$p_K - p_{\text{заб}} \leq \frac{0,4g(h_n - h_{\text{вс}})(\rho_B - \rho_H)}{\psi_1}. \quad (\text{XVI.14})$$

По полученному уравнению (XVI.14) можно определить разность давлений в скважинах, несовершенных только по степени вскрытия пласта, но совершенных по характеру вскрытия.

Исследования Е. В. Левыкина показали, что если скважины несовершенны по степени и характеру вскрытия при перфорации с 3—4 отверстиями на 1 м, численный коэффициент 0,4 в формуле (XVI.14) следует взять примерно в 2—2,5 раза больше. Тогда

$$p_K - p_{\text{заб}} = \frac{g(h_n - h_{\text{вс}})(\rho_B - \rho_H)}{\psi_1}. \quad (\text{XVI.15})$$

Предельная депрессия $p_k - p_{зab}$ в газовых скважинах для пластов разной мощности может быть вычислена по графику рис. XVI.4 [6] поправкой путем умножения ординаты графика на коэффициент

$$\lambda_k = \frac{\rho_v - \rho_n}{300}. \quad (XVI.16)$$

При условии (XVI.14), как показывают расчеты, величина депрессии получается заведомо заниженной, в то время как высота водяного конуса остается достаточно стабильной. Между тем по Маскету критическая, в том числе и максимальная высота конуса при 25% вскрытии мощности пласта $z/h = 0,48$. Тогда высота водяного конуса $y = h_k - z$ (при $r = 0$) или $y = h_n - 0,48$, $h_n = 0,52 h_n$. Зная высоту конуса, по формуле (XV.12) получим

$$0,52 h_n = \frac{p_k - p_{зab}}{g(\rho_v - \rho_n)} \psi_1. \quad (XVI.17)$$

Но из (XVI.11)

$$\psi_1 = \frac{p_k - \sqrt{p_k^2 - \psi(p_k^2 - p_{зab}^2)}}{p_k - p_{зab}}. \quad (XVI.18)$$

Подставляя в (XVI.17) значение ψ , после некоторого преобразования получим предельную депрессию при 25% вскрытии мощности пласта:

$$\Delta p = p_k - \sqrt{p_k^2 - \frac{1,04g(\rho_v - \rho_n) h_n p_k - [0,52g(\rho_v - \rho_n) h_n]^2}{\psi}}. \quad (XVI.19)$$

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТОВ

Высота поднятия конуса подошвенной воды под забоем эксплуатирующейся скважины находится в прямой зависимости от ее дебита: чем больше дебит, тем больше перепад давления, тем больше высота подъема конуса. Для практических целей наиболее важно знать то предельное (критическое) понижение давления на забое скважины, при котором вершина конуса лишь подтянется к забою скважины, но вода в заметном количестве не будет поступать в нее.

Очевидно, чтобы подошвенная вода не проникла в скважину дебит ее не должен быть выше величины

$$q_{пр} \leq \Delta p_{кр} \eta_э, \quad (XVI.20)$$

где $\eta_э$ — коэффициент продуктивности скважины.

Найдем $q_{пр}$, т. е. рассмотрим случай, когда вершина водяного конуса будет находиться у забоя скважины, а в последнюю будет поступать предельное (безводное) количество нефти. В условиях работы скважины с подошвенной водой потенциал скорости течения нефти

$$\Phi_n = y + \frac{p_n - p}{\rho_n g}. \quad (XVI.21)$$

Потенциал скорости течения воды

$$\Phi_B = y + \frac{p_B - p}{\rho_B g}, \quad (\text{XVI.22})$$

где p_H и p_B — давление в нефтяной и водяной зонах в Па; p — давление в точке (r, z) в Па.

Считая, что под водяным конусом вода неподвижна ($\Phi_B = \text{const}$), и пренебрегая капиллярным давлением, т. е. принимая $p_H = p_B$, после совместного решения уравнений (XVI.21) и (XVI.22) получим [9]

$$\Phi_H = \Phi_B \frac{\rho_B}{\rho_H} + \frac{\rho_H - \rho_B}{\rho_H} y. \quad (\text{XVI.23})$$

Для несжимаемой жидкости и при радиальной фильтрации по закону Дарси

$$q_{\text{пр}} = -2\pi r \rho_H g \frac{k_H}{\mu_H} (h_H - y) r \frac{d\Phi_H}{dr}, \quad (\text{XVI.24})$$

где k_H — проницаемость пласта для нефти в м²; μ_H — динамическая вязкость нефти в Па·с.

Подставив (XVI.23) в (XVI.24), получим

$$q_{\text{пр}} = -2\pi g (\rho_H - \rho_B) \frac{k_H}{\mu_H} (h_H - y) r \frac{dy}{dr}. \quad (\text{XVI.25})$$

Теперь разделим переменные и проинтегрируем полученное равенство в соответствующих пределах (для r от r_c до R_K , для y от $h_H = h_{\text{вс}}$ до 0), в результате получим формулу для определения дебита нефти в период безводной эксплуатации

$$q_{\text{пр}} = \frac{\pi k_H g (\rho_B - \rho_H)}{\mu_H} \cdot \frac{h_H^2 - h_{\text{вс}}^2}{\ln \frac{R_K}{r_c}}. \quad (\text{XVI.26})$$

Формула (XVI.26), впервые выведенная Г. Дж. Мейером и А. О. Гардером и независимо от них совершенно другим способом Н. Ф. Ивановым, позволяет лишь в первом приближении определять предельный дебит в безводный период эксплуатации скважины. При выводе этой формулы пласт принимался однородным и не учитывалось влияние мощности той части пласта, которая занята водой, и ряд других особенностей, возникающих во время притока жидкости к несовершенной скважине с подошвенной водой.

Экспериментальными исследованиями Д. А. Эффроса установлено, что в ближайших окрестностях скважины формула (XVI.26) несправедлива.

Несколько в ином виде для определения безводного дебита без учета мощности водоносной части пласта была получена формула И. А. Чарным, который считал, что дебит зависит только от физи-

ческих констант воды и нефти и от относительного вскрытия пласта ¹, т. е.

$$q_{\text{пр}} = \frac{2\pi k h_{\text{н}}^2 g (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})}{\mu_{\text{н}}} g(\bar{h}), \quad (\text{XVI.27})$$

где $g(\bar{h})$ — некоторая функция относительного вскрытия нефтеносного пласта; $g(\bar{h}) \approx 0,166$, при $\bar{h} = 0,5$; $g(\bar{h}) = 0,1$ при $\bar{h} = 0,7$. При этом принято, что $R_{\text{к}} = R_0 = 4h_{\text{н}}$, где R_0 — радиус, соосный с поверхностью скважины, на которой практически устанавливается равномерное распределение давления.

Расчеты показывают, что дебит $q_{\text{пр}}$, определенный по формуле (XVI.27), может в несколько раз превышать дебит, подсчитанный по формуле (XVI.26).

Исследования показали, что предельный дебит $q_{\text{пр}}$ в безводный период эксплуатации, при котором не наблюдается прорыва воды в скважину, несколько меньше невозмущенного притока нефти из пласта $q_{\text{п1}}$, но больше $q_{\text{п2}}$, т. е.

$$q_{\text{п2}} < q_{\text{пр}} < q_{\text{п1}}$$

Причем $q_{\text{п1}}$ и $q_{\text{п2}}$ отличаются один от другого на 25—30% и $q_{\text{пр}}$ несколько ближе к $q_{\text{п1}}$, чем к $q_{\text{п2}}$. Следовательно, уменьшая $q_{\text{п1}}$ на 5—10%, можно получить $q_{\text{пр}}$. Однако процесс определения дебита $q_{\text{п1}}$, а в равной мере дебита $q_{\text{п2}}$ достаточно сложный.

Н. С. Пискунов определил предельный дебит $q_{\text{пр}}$ в зависимости от мощности пласта, интервала вскрытия его скважиной $h_{\text{вс}}$ и высоты, на которую поднимается вершина водяного конуса. В его решении допускается возможность прорыва воды в скважину еще до того, как вершина водяного конуса достигнет забоя скважины. Возможность подобного прорыва объясняется тем, что перед началом проникновения воды в скважину граница раздела воды и нефти втягивается в направлении оси скважины в форме острия, через которое вода может прорваться к забою, едва произойдет малейшее превышение предельного дебита. Об образовании такого острия водяного конуса в момент, когда депрессия несколько превышает допустимую, указывается в исследованиях Д. А. Эфроса и И. Ф. Куранова, приведенных на специальной целевой модели.

¹ Если проницаемость k в вертикальном направлении отличается от проницаемости k_r в горизонтальном направлении, причем $k_r > k_z$, то

$$q_{\text{пр}} = \frac{2\pi k_r h_{\text{н}}^2 g (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) v}{\mu_{\text{н}}} g(\bar{h}),$$

где $v = \frac{1}{1 - \frac{2h}{\delta(\bar{h})} \ln k_0}$; k_0 — анизотропность пласта = k_r/k_z . Функция

$\delta(\bar{h}) \approx 0,47$ при $\bar{h} = 0,5$ и $\delta(\bar{h}) \approx 0,73$ при $\bar{h} = 0,7$.

Если принять, что вскрытая часть пласта равна половине его мощности ($h_{вс}/h_n = 0,5$), и считать, что вершина водяного конуса достигает забоя скважины, то в этом случае по Н. С. Пискунову

$$q_{пр} = \frac{\pi k h_n^2 g (\rho_v - \rho_n)}{\mu_n \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (\text{XVI.28})$$

Нетрудно видеть, что формулу (XVI.28) можно получить из формулы (XVI.26), полагая в последней $\bar{h}_{вс} = 0$. Это показывает,

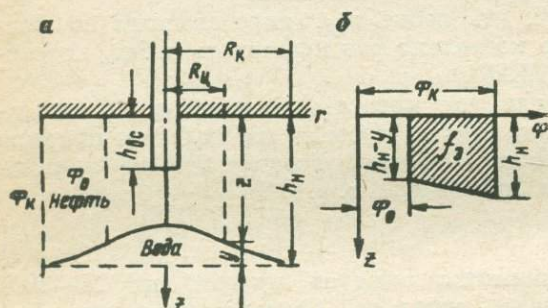


Рис. XVI.5. Схема водяного конуса (а) с эпюрой потенциалов (б)

что результаты подсчетов $q_{пр}$ по формуле (XVI.26) будут заниженными, что легко подтверждается экспериментальными исследованиями движения в пласте нефти при существовании подошвенной воды.

При выводе формулы (XVI.26) и других считалось, что на некотором расстоянии R_k от скважины потенциал, равномерно распределенный вдоль вертикали, известен. В действительности, неподвижная граница конуса воды не параллельна кровле пласта и поэтому применение формулы (XVI.26) связано с погрешностями. Некоторое уточнение метода расчета может быть сделано при использовании предложения И. А. Чарного о разделении притекающего к несовершенной скважине потока на две зоны: внутреннюю, где движение пространственное, и внешнюю, где потенциал можно считать равномерно разделенным по вертикали.

Для определения предельного дебита нефти и соответствующей ему величины подъема конуса окружим скважину соосной с ней цилиндрической поверхностью радиуса R_0 с высотой z (рис. XVI.5, а). Тогда поток жидкости разобьется на две зоны — внутреннюю и внешнюю ($R_0 = z$ или $R_0 = h_n - y$).

Как уже отмечалось, во внутренней зоне радиуса $R_{и}$ движение будет пространственное, во внешней — плоскорадиальное, и дебит жидкости, проходящей через боковую поверхность радиуса $R_{и}$,

$$q_{вн} = \frac{2\pi f_3}{\ln \frac{R_k}{R_0}}, \quad (\text{XVI.29})$$

где f_{Σ} — площадь эюры потенциалов в сечениях $r = R_0$ и $r = R_K$ трапеции (рис. XVI.5, б).

Площадь эюры потенциалов

$$f_{\Sigma} = \frac{2h_n - y}{2} (\Phi_K - \Phi_0), \quad (\text{XVI.30})$$

где Φ_K и Φ_0 — потенциалы скорости течения воды через цилиндрическую поверхность радиуса R_K и радиуса R_0 .

Распределение потенциала границы раздела текущей нефти и неподвижной воды

$$\Phi_0 = \Phi_K - \frac{k_r g (\rho_B - \rho_H)}{\mu_H} y. \quad (\text{XVI.31})$$

Теперь подставив значения f_{Σ} , Φ_0 и $R_0 = h_n - y$ в формулу (XVI.29), получим

$$q_{\text{вн}} = \frac{\pi k_r g (\rho_B - \rho_H) (2h_n - y) y}{\mu_H \ln \frac{R_K}{h_n - y}}. \quad (\text{XVI.32})$$

Согласно И. А. Чарному предельный дебит

$$q_{\text{пр}} = q_{\text{пл}} = \delta_0 q(\bar{h}', \rho), \quad (\text{XVI.33})$$

где

$$\delta_0 = \frac{2\pi k_r g (\rho_B - \rho_H)}{\mu_H} (h_n - y)^2;$$

$q(\bar{h}', \rho)$ — безразмерный дебит, который находится по графикам (рис. XVI.6) или по табл. XVI.1:

$$\bar{h}' = \frac{h_{\text{вс}}}{h_n - y}, \quad \rho = \frac{R_0}{z \sqrt{k_0}}.$$

При проницаемости пласта по вертикали, равной проницаемости пласта по горизонтали, т. е. при $k_z = k_r$, $\rho = R_0/z = 1$.

Подставляя значения δ_0 и \bar{h}' в (XVI.33), получим

$$q_{\text{пр}} = \frac{k_r g (\rho_B - \rho_H)}{\mu_H} (h_n - y)^2 q\left(\frac{h_{\text{вс}}}{h_n - y}, \rho\right). \quad (\text{XVI.34})$$

Задаваясь произвольными значениями y , по формулам (XVI.32) и (XVI.34) построены кривые $q_{\text{вн}} = \varphi(y)$ и $q_{\text{пр}} = \psi(y)$, где $\varphi(y)$ — правая часть уравнения (XVI.32), а $\psi(y)$ — правая часть уравнения (XVI.34).

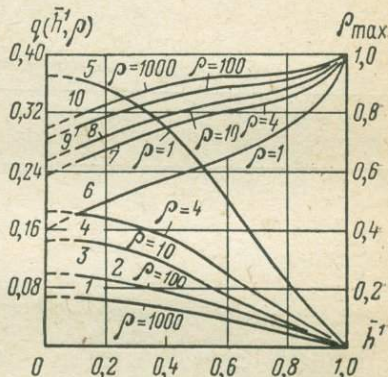


Рис. XVI.6. Кривые безразмерного дебита для различных значений параметра ρ

ρ_{max} — предельная высота подъема конуса перед прорывом воды

В точке пересечения кривых получим предельный дебит и высоту устойчивого конуса для радиуса $R_0 = h_n - y^*$.

Для определения предельных безводных дебитов скважин необходимо знать соотношение проницаемостей k_r/k_z , т. е. характеристику анизотропности пласта k_0 . Для анизотропных пластов с увеличением k_0 предельные безводные дебиты увеличиваются. Объясняется это тем, что средняя вертикальная проницаемость k_z меньше горизонтальной k_r . Поэтому безводный период в таких

Таблица XVI.1

Изменение безразмерного дебита $q(\bar{h}, \rho)$

h	ρ	$q(\bar{h}, \rho)$	ρ	$q(\bar{h}, \rho)$	ρ	$q(\bar{h}, \rho)$
0,1		0,186		0,635		100,0
0,3		0,163		0,508		50,0
0,5	4	0,128	0,7	0,361	0,2	8,92
0,7		0,072		0,171		1,06
0,8		0,046		0,098		0,354
0,1		0,250		0,876		$9 \cdot 10^5$
0,3		0,220		0,625		$1,12 \cdot 10^5$
0,5	2	0,170	0,6	0,416	0,1	$1,35 \cdot 10^3$
0,7		0,090		0,196		19,5
0,8		0,061		0,110		1,8
0,1		0,400		1,625		$7,5 \cdot 10^7$
0,3		0,343		1,288		$1,05 \cdot 10^7$
0,5	1	0,246	0,5	0,543	0,08	$2,72 \cdot 10^4$
0,7		0,136		0,231		92,6
0,8		0,081		0,125		5,3
0,1		0,432		2,880		
0,3		0,363		1,800		
0,5	0,9	0,268	0,4	0,806	0,05	
0,7		0,140		0,296		$9,34 \cdot 10^3$
0,8		0,083		0,149		75
0,1		0,515		11,000		
0,3		0,448		5,340		
0,5	0,8	0,295	0,3	1,700	0,01	
0,7		0,152		0,445		
0,8		0,089		0,196		

скважинах продолжительней. Скважины же, где пласт более или менее литологически однороден, хотя и с ухудшенной проницаемостью в вертикальном направлении, обводняются гораздо быстрее.

К сожалению, надежного и универсального метода определения анизотропности k_0 не существует. Однако, как и в целом по

* Зная дебит $q_{пр}$ и заменяя $h_n - y$ на текущий радиус r , получим уравнение кривой границы раздела во внешней зоне:

$$r = \exp \left[\ln R_k - \frac{\pi k g (\rho_b - \rho_n)}{\mu_n q} (2h_n - y) y \right].$$

залежи, так и индивидуально для скважины, можно сделать приближенную оценку этого важного параметра.

Д. А. Эфросом и Р. Г. Алахвердиевой предложен метод определения k_0 по данным совместного притока воды и нефти к скважине. При этом использовалась приближенная формула В. Д. Карплуса, устанавливающая зависимость между дебитами воды q_v , нефти q_n и предельным безводным дебитом $q_{пр}$:

$$q_{пр} = q_n - q_v \frac{\alpha h_n}{\mu_0 h_b}, \quad (\text{XVI.35})$$

где α — поправочный коэффициент, учитывающий неодинаковую проницаемость пласта для нефти и воды из-за присутствия остаточной нефти (значение этого коэффициента зависит от вида кривых фазовых проницаемостей и принимается равным $1,66 \div 2,55$); h_b — мощность водонасыщенной части пласта в м;

Таким образом, предельный дебит определяют из условий совместного притока. Его также можно определить описанными выше методами, задаваясь различными значениями k_0 . После этого, построив график зависимости $q_{пр} = f(k_0)$ по найденному из формулы (XVI.35) значению $q_{пр}$, легко определить k_0 .

Заметим, что изложенный способ определения k_0 применим лишь для залежей, где подошвенная вода не принимает активного участия в вытеснении нефти.

Оценку анизотропности пласта можно получить по формуле М. Маскета

$$t = \alpha_{ну} m_3 k_0 \frac{D h_n^3}{q_n}, \quad (\text{XVI.36})$$

где t — время подтягивания конуса до нижних дыр фильтра в с; $\alpha_{ну}$ — произведение коэффициента нефтеотдачи на коэффициент усадки; m_3 — пористость; D — поправочный коэффициент, зависящий от относительной глубины вскрытия нефтенасыщенной части пласта \bar{h} ; q_n — дебит нефти в м³/с.

§ 3. КОЭФФИЦИЕНТ ОБВОДНЕНИЯ И ОБЪЕМ НЕФТИ, ПОЛУЧЕННОЙ К МОМЕНТУ ОБВОДНЕНИЯ

Расчет количества нефти, отбираемой из пласта с подошвенной водой до прорыва ее в скважину, характеризуется отношением объема нефтяной зоны, из которой нефть вытесняется водой в момент прорыва воды в скважину, к общему объему зоны, дренируемой скважиной. Это отношение называется коэффициентом обводнения:

$$E_{об} = \frac{V_{об}}{(2\sigma)^2 h_n}, \quad (\text{XVI.37})$$

где $V_{об}$ — объем обводненной нефтяной зоны к моменту проникновения воды в скважину в m^3 ; 2σ — расстояние между скважинами (квадратная сетка расположения скважин в м).

Количество отобранной жидкости при постоянном дебите скважины к моменту прорыва воды, очевидно, будет

$$q_0 t_0 = V_{об} m_3 (1 - s_{св}) s_{об} = V_{об} f_в, \quad (XVI.38)$$

где t_0 — время, в течение которого отбирается безводная нефть, в с; $s_{св}$ — насыщение связанной водой; $f_в$ — коэффициент вымывания; $s_{об}$ — коэффициент отдачи в обводненной зоне.

Из уравнений (XVI.37) и (XVI.38) получим

$$E_{об} s_{об} = \frac{q_0 t_0}{(2\sigma)^2 m_3 h_n (1 - s_{св})} = s_{оз}, \quad (XVI.39)$$

где $s_{оз}$ — коэффициент отдачи, относенный ко всей зоне, находящейся под влиянием процесса эксплуатации скважины.

Подсчеты показывают, что коэффициент обводнения при эксплуатации изотропного пласта, работающего за счет продвижения подошвенной воды, небольшой. Если пласт анизотропный, значение этого коэффициента значительно выше, при этом значительно большую следует ожидать и нефтеотдачу.

Объем нефти, отобранной из скважины от начального момента до момента прорыва подошвенной воды в скважину, можно также определить по формулам (XVI.37) и (XVI.38)

$$V_n = q_0 t_0 = (2\sigma)^2 h_n f_в E_{об}, \quad (XVI.40)$$

где q_0 — дебит скважины, полученный по различным вариантам разработки (при различных расстояниях между скважинами), принятый постоянным.

Но коэффициент обводнения [7]

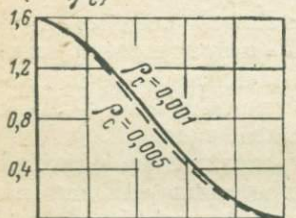
$$E_{об} = \frac{D(\bar{x}, \bar{a}, \rho_c)}{\bar{a}^2}, \quad (XVI.41)$$

где $D(\bar{x}, \bar{a}, \rho_c)$ — коэффициент, зависящий от относительного вскрытия нефтенасыщенной части $\bar{x} = h_{вс}/2h_n$, безразмерного параметра размещения скважин \bar{a} и безразмерного радиуса скважины $\rho_c = r_c/(2h_n \sqrt{k_0})$.

Безразмерный параметр размещения скважин

$$\bar{a} = \frac{2\sigma}{h_n \sqrt{k_0}}. \quad (XVI.42)$$

$D(\bar{x}, \bar{a}, \rho_c)$



Глубина вскрытия пласта $h_{вс}, \%$

Рис. XVI.7. График зависимости коэффициента $D(\bar{x}, \bar{a}, \rho_c)$ от относительной глубины $h_{вс}$ вскрытия нефтенасыщенной части пласта.

ρ_c — безразмерный радиус скважины

Подставляя значения (XVI.41) и (XVI.42) в формулу (XVI.40), получим

$$V_n = k_0 h_n^3 f_B D(\bar{x}, \bar{a}, \rho_c). \quad (\text{XVI.43})$$

При $\bar{a} > 3,5$ коэффициент $D(\bar{x}, \bar{a}, \rho_c)$ практически не зависит от параметра \bar{a} и от безразмерного радиуса ρ_c . Условие $\bar{a} > 3,5$ в большинстве случаев выполняется. Величину коэффициента $D(\bar{x}, \bar{a}, \rho_c)$ до вскрытия пласта можно найти по графику (рис. XVI.7). На этом графике также показано незначительное изменение $D(\bar{x}, \bar{a}, \rho_c)$ с изменением ρ_c .

Если окажется, что $\bar{a} < 3,5$, то формулой (XVI.43) пользоваться нельзя; в этом случае расчетная формула для определения V_n оказывается более сложной.

Время безводной эксплуатации залежи приближенно можно определить по формуле

$$t_0 = \frac{V_n}{q_0}. \quad (\text{XVI.44})$$

Из формул (XVI.43) и (XVI.44) видим, что чем больше отношение k_0 , тем больше V_n и тем продолжительнее процесс безводной эксплуатации.

§ 4. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ПОДГАЗОВОЙ ЗОНЫ

Образование газовых конусов

В пологих пластах при совместном залегании нефти, воды и газа значительные запасы нефти приурочиваются к водонефтяной и газонефтяной зонам, а зона сплошной нефтеносности представляется узкой полосой или совершенно отсутствует. При таком распределении нефти часть эксплуатационных скважин неизбежно располагается внутри контура газоносности.

Снижение пластового давления во время отбора нефти сопровождается в таких месторождениях расширением газовой шапки и перемещением газонефтяного контакта. Особенно большие трудности возникают при разработке так называемой подгазовой зоны, где забой скважин находится в нефтенасыщенной и газонасыщенной частях продуктивного пласта. В таких условиях даже при резком ограничении добычи нефти не исключается возможность образования газовых и водяных конусов.

Рассмотрим сперва образование газовых, а затем совместно газовых и водяных конусов. При решении этой задачи воспользуемся ранее описанным методом расчета дебита безводной нефти. Рассуждая таким же образом, как и в § 2 настоящей главы, при выводе

формулы (XVI.26) и учитывая, что теперь роль воды выполняет газ, можно написать (рис. XVI.8):

$$\Phi_{\Gamma} = z + \frac{p_{\Gamma z} - p}{g\rho_{\Gamma}}, \quad (\text{XVI.45})$$

$$\Phi_{\text{H}} = z + \frac{p_{\text{H}} - p}{g\rho_{\text{H}}}, \quad (\text{XVI.46})$$

где $p_{\Gamma z}$ — давление в газовой зоне; ρ_{Γ} — плотность газа.

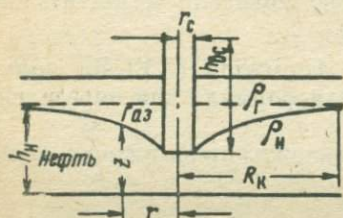


Рис. XVI.8. Схема образования газового конуса (в момент прорыва газа в скважину)

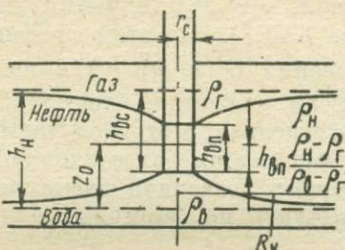


Рис. XVI.9. Схема одновременного образования газового и водяного конусов (в момент прорыва газа и воды в скважину)

Так как движение газа отсутствует и, следовательно, Φ_{Γ} постоянная во всей газовой зоне, то можно считать (пренебрегая капиллярным давлением) $p_{\text{H}} = p_{\Gamma z}$. Тогда потенциал течения нефти, как это следует из (XVI.45) и (XVI.46),

$$\Phi_{\text{H}} = \Phi_{\Gamma} \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{H}}} + \frac{\rho_{\text{H}} - \rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{H}}} z. \quad (\text{XVI.47})$$

Считая, что фильтрация жидкости (нефти) следует закону Дарси, для радиального потока получим

$$q_{\text{H}} = -2\pi g \rho_{\text{H}} \frac{k_{\text{H}}}{\mu_{\text{H}}} z r \frac{d\Phi_{\text{H}}}{dr}. \quad (\text{XVI.48})$$

При неизменной удельной плотности нефти и постоянстве Φ_{Γ}

$$d\Phi_{\text{H}} = \frac{\rho_{\text{H}} - \rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{H}}} dz,$$

а поэтому

$$q_{\text{H}} = -2\pi g (\rho_{\text{H}} - \rho_{\Gamma}) \frac{k_{\text{H}}}{\mu_{\text{H}}} z r \frac{dz}{dr}. \quad (\text{XVI.49})$$

Разделим переменные и проинтегрируем полученное дифференциальное уравнение в пределах r_c до R_K и h_n до $h_n - h_{\text{вс}}$:

$$q_{\text{H}} = \frac{\pi g (\rho_{\text{H}} - \rho_{\Gamma})}{\ln \frac{R_K}{r_c}} \frac{k_{\text{H}}}{\mu_{\text{H}}} [h_n^2 - (h_n - h_{\text{вс}})^2]. \quad (\text{XVI.50})$$

Формула (XVI.50) предназначена для определения предельного дебита до момента прорыва газа. Она также пригодна для расчета радиального течения нефти под действием перепада давления, обусловленного весом самой нефти (горизонтальный пласт, работающий в условиях гравитационного режима).

Одновременное образование газового и водяного конусов. Графический способ определения интервала перфорации колонны

Большие трудности представляют расчеты предельных безводных и безгазовых дебитов в подгазовых нефтяных залежах с подошвенной водой, а также определение оптимальных интервалов вскрытия с целью достижения наибольшего извлечения нефти.

Ниже приведем упрощенное решение этой сложной задачи. Представим, что первоначальная мощность нефтеносной области, залегающей между газовой шапкой и подошвенной водой, равна h_n (рис. XVI.9). Определим вскрытую мощность пласта, предельный дебит нефти (теперь уже без газа и воды) при заданном интервале вскрытия пласта $h_{вп}$ и положение открытой части продуктивной мощности пласта.

Потенциал скорости течения нефти на скважине у газонефтяного контакта

$$\Phi_n = \Phi_g \frac{\rho_g}{\rho_n} + (h_n - h_{вс} + h_{вп}) \frac{\rho_n - \rho_g}{\rho_n}. \quad (\text{XVI.51})$$

Аналогично у водонефтяного контакта

$$\Phi_n = \Phi_v \frac{\rho_v}{\rho_n} + (h - h_{вс}) \frac{\rho_n - \rho_v}{\rho_n}. \quad (\text{XVI.52})$$

Используя соотношение

$$\Phi_g \rho_g = \Phi_v \rho_v - h_n (\rho_n - \rho_g), \quad (\text{XVI.53})$$

справедливое на расстоянии, равном радиусу дренажа, и учитывая, что правые части уравнений (XVI.51) и (XVI.52) должны быть равными, получим оптимальную глубину проникновения скважины в нефтяную зону газонефтяного контакта для выбранного интервала вскрытия пласта:

$$h_{вс} = h_n - (h_n - h_{вп}) \frac{\rho_n - \rho_g}{\rho_v - \rho_g}. \quad (\text{XVI.54})$$

Допустим теперь, что интервал вскрытия $h_{вп}$ так расположен, что во время эксплуатации нефтяной залежи газ и вода, образовав конусы, остаются неподвижными. Очевидно, на высоте z_0 существует некоторая горизонтальная плоскость, пересекающая интервал $h_{вп}$. Фильтрационный потенциал скорости, определенный

для этой плоскости (для нефти) с учетом условий в газовой и водяной областях,

$$\Phi_{нг} = \Phi_{г} \frac{\rho_{г}}{\rho_{н}} + z_0 \frac{\rho_{н} - \rho_{г}}{\rho_{н}}; \quad (\text{XVI.55})$$

$$\Phi_{нв} = \Phi_{в} \frac{\rho_{в}}{\rho_{н}} + z_0 \frac{\rho_{н} - \rho_{в}}{\rho_{н}}. \quad (\text{XVI.56})$$

Потенциалы в левой части уравнений должны быть равны, поэтому, приравнявая правые части (XVI.55) и (XVI.56) и учитывая непрерывность фильтрационного потенциала (XVI.53) на расстоянии, равном радиусу дренирования, найдем

$$z_0 = h_{н} \frac{\rho_{н} - \rho_{г}}{\rho_{в} - \rho_{г}}. \quad (\text{XVI.57})$$

Предположим, что горизонтальная плоскость, проходящая на высоте z_0 , делит область движущейся нефти на две части — верхнюю и нижнюю. Верхнюю часть будем рассматривать как область нефти, движущейся в пласте в условиях существования газовой шапки; нижнюю — в условиях существования подошвенной воды. Тогда предельный безгазовый и безводный дебит нефти $q_{пр}$ при заданном интервале вскрытия $h_{вп}$ определится как сумма предельных дебитов верхней и нижней областей пласта:

$$q_{пр} = q_{нг} + q_{нв}. \quad (\text{XVI.58})$$

Учитывая (XVI.57) и (XVI.58), получим предельный дебит нефти до прорыва газа в скважину:

$$q_{нг} = \pi \frac{g(\rho_{н} - \rho_{г}) k_{н}}{\mu_{н} \ln \frac{R_{к}}{r_{с}}} \left[h_{н}^2 \left(1 - \frac{\rho_{н} - \rho_{г}}{\rho_{в} - \rho_{г}} \right)^2 - h_{вп}^2 \left(1 - \frac{\rho_{н} - \rho_{г}}{\rho_{в} - \rho_{г}} \right)^2 \right]. \quad (\text{XVI.59})$$

Если вода не прорывается в скважину из водяного конуса, предельный дебит с учетом (XVI.57)

$$q_{нв} = \pi \frac{g(\rho_{в} - \rho_{н}) k_{н}}{\ln \frac{R_{к}}{r_{с}}} \frac{k_{н}}{\mu_{н}} \left[h_{н}^2 \left(\frac{\rho_{н} - \rho_{г}}{\rho_{в} - \rho_{г}} \right)^2 - h_{вп}^2 \left(\frac{\rho_{н} - \rho_{г}}{\rho_{в} - \rho_{г}} \right)^2 \right]. \quad (\text{XVI.60})$$

Подставив (XVI.59) и (XVI.60) в (XVI.58), после упрощения окончательно получим

$$q_{пр} = \pi \frac{g k_{н} (h_{н}^2 - h_{вп}^2)}{\mu_{н} \ln \frac{R_{к}}{r_{с}}} \left[(\rho_{н} - \rho_{г}) \left(1 - \frac{\rho_{н} - \rho_{г}}{\rho_{в} - \rho_{г}} \right)^2 + (\rho_{в} - \rho_{н}) \left(\frac{\rho_{н} - \rho_{г}}{\rho_{в} - \rho_{г}} \right)^2 \right]. \quad (\text{XVI.61})$$

Наиболее просто задача определения высота подъема водяного и газового конусов, а также интервала перфорации определяется графически.

Предельный дебит при прочих равных условиях в случае двустороннего конуса оказывается меньшим, чем в случае одностороннего конуса, когда интервал вскрытия находится у кровли (подолшвы) пласта.

В процессе разработки залежи водонефтяной и газонефтяной контакты перемещаются. Поэтому определение интервала вскрытия по изложенному методу будет оптимальным лишь в начальной стадии эксплуатации.

Возможное изменение положения интервала вскрытия в процессе эксплуатации можно определить, используя метод последовательной смены стационарных состояний.

§ 5. ДЕБИТ ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ ПРИТОКЕ ОДНОРОДНОЙ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНАМ НЕСОВЕРШЕННЫМ ПО ХАРАКТЕРУ ВСКРЫТИЯ

В однородных пластах предельные безводные дебиты практически очень малы. Несколько больше они в неоднородных пластах. При их определении необходимо учитывать не только различия в вязкостях и плотностях движущихся жидкостей, но и неоднородность пласта, фазовые проницаемости и капиллярные силы.

А. П. Телков и Ю. И. Стклянин предложили приближенное решение задачи о прорыве подошвенной воды к забою скважины в однородно-анизотропном пласте с учетом фазовых проницаемостей, различия вязкостей и плотностей жидкостей. По результатам их исследований безразмерное время безводной эксплуатации

$$\tau = (\xi - 1) + (A + D) \ln \frac{D - \xi}{D - 1}; \quad (\text{XVI.62})$$

где

$$D = \bar{q} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + S \right) + 1 = \bar{q} \varepsilon_0 + 1; \quad (\text{XVI.63})$$

$$A = \frac{1 - k_{\Phi} \bar{h}}{k_{\Phi} - 1}; \quad \bar{q} = \frac{Q}{q_0}; \quad Q = \frac{2\pi k_r g \Delta \rho h_n^2}{\mu_n + \frac{1}{7} \mu_n};$$

$$\varepsilon_0 = \ln \frac{R_k}{r_c} + S; \quad (\text{XVI.64})$$

S — суммарные добавочные фильтрационные сопротивления, обусловленные в общем случае обоими видами несовершенства скважин (C' и C''), наличием экрана на забое скважины (C_0), скин-эффектом и т. д., определяются по формуле $S = C' + C'' + C_0 + \bar{C}$; k_{Φ} — некоторый коэффициент, зависящий от фазовых проницаемостей; $k_{\Phi} = 0,5(\mu_0 + 1/7)$; q_0 — начальный дебит скважины в м³/с; R_k — радиус контура питания в м; $\Delta \rho = \rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}$ в кг/м³.

Продолжительность безводного периода эксплуатации

$$t = \frac{m k_n k_0 (k_{\Phi} - 1) \mu_B}{k_r k_B^* (\sigma_{\Phi}) g \Delta \rho}, \quad (\text{XVI.65})$$

где $k_n^* (\sigma_{\Phi})$ — относительная фазовая проницаемость как функция насыщенности на фронте насыщения; t — безразмерное время.

При $\xi = \bar{h}$ формула (XVI.62) дает время безводной эксплуатации.

Для скважины, эксцентрично расположенной в круговом пласте, формулы (XVI.62)—(XVI.64) остаются справедливыми; изменится лишь ε_0 , которое входит в (XVI.63) и определится по формуле

$$\varepsilon_0 = \ln \left[\frac{R_K}{r_c} \left(1 - \frac{\sigma^2}{R_K^2} \right) \right] + S.$$

Для взаимодействующих скважин и цепочки в неограниченном пласте с прямолинейным контуром питания

$$\varepsilon_0 = \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} + \ln \left[2 \operatorname{Sh} \frac{\pi H}{\sigma} \right] + S.$$

При $H \geq \sigma$

$$\varepsilon_0 = \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} + \frac{\pi H}{\sigma} + S.$$

Для бесконечной цепочки скважин с двусторонним прямолинейным контуром питания

$$\varepsilon_0 = \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} + \frac{\pi H}{2\sigma} + S;$$

Для n скважин в круговой батарее в соответствии с формулой В. Н. Щелкачева и формулой

$$Q = \frac{2\pi h_0}{\varepsilon_0} (\Phi_K - \Phi_C) = \frac{2\pi h (\Phi_K - \Phi_C)}{\ln \frac{R_K}{r_c} + S};$$

для внешней зоны

$$\varepsilon_0 = \ln \frac{R_K^{2n} - R_6^{2n}}{n r_c R_K^n R_6^{n-1}} + S,$$

где R_6 — радиус батарей скважин; 2σ — расстояние между скважинами; H — расстояние между контурами и осью цепочки.

§ 6. ДЕБИТ ПРИ ПРИТОКЕ НЕФТИ И ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ К РЯДАМ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Поршневое вытеснение нефти водой

При стационарном притоке нефти и воды к прямолинейному ряду несовершенных по степени вскрытия скважин при горизонтальном положении изотропного пласта, кровля и подошва кото-

рого непроницаемы, дебиты нефти q_n и воды q_v фиктивной (с радиусом R_0) и реальной скважин

$$\left. \begin{aligned} q_n &= \frac{2\pi kh_n (p_K - p_\Phi)}{\mu_n \rho_{нф}} = \frac{2\pi kh_n (p_\Phi - p_{заб} - \rho_n g y)}{\mu_n \xi_n}, \\ q_v &= \frac{2\pi kh_v (p_K - p_\Phi)}{\mu_v \rho_{вф}} = \frac{2\pi kh_v (p_\Phi - p_{заб} - \rho_v g y)}{\mu_v \xi_v}. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVI.66})$$

Здесь p_Φ — давление на границе раздела двух жидкостей на расстоянии R_0 от оси скважины; R_0 — радиус окружности, за пределами которой зеркало воды остается горизонтальным, принят $= 2h \div 4h$; $\rho_{нф}$ и $\rho_{вф}$ — фильтрационные сопротивления участков от контура питания до фиктивной скважины для нефти и воды; ξ_n и ξ_v — фильтрационные сопротивления участков от фиктивной скважины до реальной для нефти и воды.

Для условий рассматриваемой задачи фильтрационные сопротивления одинаковы

$$\rho_{нф} = \rho_{вф} = \rho_\Phi = \ln \frac{\sigma}{\pi R_0} + \frac{\pi L}{\sigma}.$$

где L — расстояние до контура питания.

Фильтрационные сопротивления между фиктивной и реальной скважинами определены И. А. Чарным для наклонного пласта:

$$\xi_n = \frac{1}{\beta_2 (1 - \eta)}, \quad \xi_v = \frac{1}{\beta_1 (\eta - \eta_0)}; \quad (\text{XVI.67})$$

где $\beta_1 = (1/\bar{h} \xi_0) h_n / h_v$; $\beta_2 = 1/\bar{h} \xi_0$; ξ_0 — коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по степени вскрытия [см. формулу (XVI.4)].

$$\xi_0 = \frac{1}{2\bar{h}} \left[2 \ln \frac{4\bar{h}_n}{r_c} - \Phi(\bar{h}) \right] - \ln \frac{4h_n}{R_0}.$$

Значение η находится из кубического уравнения

$$a_3 \eta^3 - a_2 \eta^2 + a_1 \eta - a_0 = 0$$

или графическим способом.

Для горизонтального пласта значения коэффициентов в кубическом уравнении будут иметь вид:

$$\begin{aligned} a_0 &= \beta_2 + \beta_1 \eta_0; \\ a_1 &= \alpha_v \left(\beta_1 \eta_0 + \frac{\rho_n}{\rho_v} \beta_2 + \frac{\Delta \rho}{\rho_v} \rho_\Phi \beta_1 \beta_2 \eta_0 \right) + \beta_1 + \beta_2; \\ a_2 &= \alpha_v \left(\beta_1 + \frac{\rho_n}{\rho_v} \beta_2 \right) + \frac{\Delta \rho}{\rho_v} \rho_\Phi \beta_1 \beta_2 (1 + \eta_0); \\ a_3 &= \frac{\Delta \rho}{\rho_v} \rho_\Phi \beta_1 \beta_2 \alpha_v; \quad \alpha_v = \frac{\rho_v h_n}{p_K - p_c}; \end{aligned}$$

где η_0 соответствует моменту прорыва воды в скважину, $\eta_0 = y_0/h_n$; y_0 — расстояние от первоначальной границы раздела до забоя скважины.

При небольшой мощности пласта ($h = 10 \div 15$ м) величинами $\rho_{нy}$ и $\rho_{вy}$ в уравнении (XVI.66) можно пренебречь и тогда (воспользовавшись методом производных пропорций)

$$\left. \begin{aligned} q_n &= \frac{2\pi kh_n}{\mu_n} \frac{p_k - p_{заб}}{\ln \frac{\sigma}{\pi R_0} + \frac{\pi L}{\sigma} + \xi_n}; \\ q_v &= \frac{2\pi kh_v}{\mu_v} \frac{p_k - p_{заб}}{\ln \frac{\sigma}{\pi R_0} + \frac{\pi L}{\sigma} + \xi_v}. \end{aligned} \right\} \quad (XVI.68)$$

или

$$\left. \begin{aligned} q_n &= \frac{2\sigma kh_n (p_k - p_{заб})}{\mu_n \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi R_0} + \frac{\sigma}{\pi} \xi_n \right)}; \\ q_v &= \frac{2\sigma kh_v (p_k - p_{заб})}{\mu_v \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi R_0} + \frac{\sigma}{\pi} \xi_v \right)}. \end{aligned} \right\} \quad (XVI.69)$$

Дебит нефти и воды одной скважины единственной круговой батареи:

$$\left. \begin{aligned} q_n &= \frac{2\sigma kh_n (p_k - p_{заб})}{\mu_n \left(R \ln \frac{R_k}{R} + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi R_0} + \frac{\sigma}{\pi} \xi_n \right)}; \\ q_v &= \frac{2\pi kh_v (p_k - p_{заб})}{\mu_v \left(R \ln \frac{R_k}{R} + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi R_0} + \frac{\sigma}{\pi} \xi_v \right)}. \end{aligned} \right\} \quad (XVI.70)$$

где $\sigma/\pi \ln \sigma/\pi R_0$ — внутреннее удельное сопротивление ряда фиктивных скважин.

Внутреннее удельное сопротивление ряда фиктивных скважин одинаково для нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта.

Величины $(\sigma/\pi) \xi_n$ и $(\sigma/\pi) \xi_v$ могут считаться внутренними удельными сопротивлениями ряда реальных скважин соответственно в нефтяной и водяной частях пласта. Они обусловлены несовершенством скважин по степени вскрытия и наличием конусов обводнения.

Если одновременно работают несколько параллельных прямолинейных рядов или концентрических батарей скважин, то дебиты жидкости могут быть установлены на основании использования схемы фильтрационных сопротивлений.

При наличии в горизонтальном однородном пласте подошвенной воды, не отделенной от нефтенасыщенной части водонепроницаемым прослоем, дебиты нефти и воды определяются из двух систем уравнений как для полосовой, так и для круговой залежей.

При полосовой залежи и одновременной работе нескольких

параллельных рядов скважин дебиты нефти и воды приближенно могут быть найдены из системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{B_3 k h_n (p_{(\delta-1)} - p_\delta)}{\mu_n} &= \varepsilon_\delta \sum_{i=\delta}^N Q_{n i} + Q_{n \delta} \omega_{n \delta} - Q_{n (\delta-1)} \omega_{n (\delta-1)}; \\ \frac{B_3 k h_v (p_{(\delta-1)} - p_\delta)}{\mu_v} &= \varepsilon_\delta \sum_{i=\delta}^N Q_{v i} + Q_{v \delta} \omega_{v \delta} - Q_{v (\delta-1)} \omega_{v (\delta-1)}, \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVI.71})$$

где $Q_{n i}$ и $Q_{v i}$ — соответственно дебиты нефти и воды скважин i -го ряда ($i = 1, 2, \dots, N$);

$$\omega_{n \delta} = \frac{\sigma_\delta}{\pi} \ln \frac{\sigma_\delta}{\pi R_0} + \frac{\sigma_\delta}{\pi} \xi_n; \quad \omega_{v \delta} = \frac{\sigma_\delta}{\pi} \ln \frac{\sigma_\delta}{\pi R_0} + \frac{\sigma_\delta}{\pi} \xi_v.$$

Система уравнений для определения дебитов нефти и воды круговых concentрических батарей скважин напишется в виде:

$$\left. \begin{aligned} \frac{2\pi k h_n (p_{(\delta-1)} - p_\delta)}{\mu_n} &= \ln \frac{R_{(\delta-1)}}{R_\delta} \sum_{i=\delta}^N Q_{n i} + Q_{n \delta} \frac{\omega_{n \delta}}{R_\delta} - Q_{n (\delta-1)} \frac{\omega_{n (\delta-1)}}{R_{(\delta-1)}}; \\ \frac{2\pi k h_v (p_{(\delta-1)} - p_\delta)}{\mu_v} &= \ln \frac{R_{(\delta-1)}}{R_\delta} \sum_{i=\delta}^N Q_{v i} + Q_{v \delta} \frac{\omega_{v \delta}}{R_\delta} - Q_{v (\delta-1)} \frac{\omega_{v (\delta-1)}}{R_{(\delta-1)}} \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVI.72})$$

где R_δ — радиус δ -й батареи.

Непоршневое вытеснение нефти водой

С учетом изменения насыщенности для полосовой залежи, разрабатываемой одновременно тремя рядами скважин, вскрывших равномерно анизотропный пласт в водонефтяной зоне, система уравнений запишется:

$$\left. \begin{aligned} \frac{B_3 k_n h_n (p_k - p_1)}{\mu_n} &= (Q_{n1} + Q_{n2} + Q_{n3}) [l_\phi \alpha_{n3} + (L_k - l_\phi)] + \\ &\quad + Q_{n1} \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_c}; \\ \frac{B_3 k_n h_n (p_1 - p_2)}{\mu_n} &= (Q_{n2} + Q_{n3}) \xi_2 + Q_{n2} \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_c} - \\ &\quad - Q_{n1} \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_c}; \\ \frac{B_3 k_n h_n (p_2 - p_3)}{\mu_n} &= Q_{n3} \varepsilon_3 + Q_{n3} \frac{\sigma_3}{\pi} \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_c} - \\ &\quad - Q_{n2} \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_c}, \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVI.73})$$

где l_ϕ — расстояние от контура питания до текущего положения фронта ВНК.

На втором этапе, когда работают два ряда скважин после отключения первого, в который по нефтенасыщенной части пласта прорывалась закачиваемая вода, объем добычи нефти рядами скважин можно рассчитать по системе уравнений

$$\left. \begin{aligned} \frac{B_3 k_n h_n (p_k - p_2)}{\mu_n} &= (Q_{н2} + Q_{н3}) [l_\phi \alpha_{пз} + (L_k + \varepsilon_1) - l_\phi] + \\ &+ Q_{н2} \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_c}; \\ \frac{B_3 k_n h_n (p_2 - p_3)}{\mu_n} &= Q_{н3} \varepsilon_3 + Q_{н3} \frac{\sigma_3}{\pi} \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_c} - \\ &- Q_{н2} \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_c}. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVI.74})$$

Дебиты воды второго и третьего рядов при этом определяются из системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{B_3 k_v h_v (p_k - p_2)}{\mu_v} &= (Q_{в2} + Q_{в3}) L_k + Q_{в2} \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_c}; \\ \frac{B_3 k_v h_v (p_2 - p_3)}{\mu_v} &= Q_{в3} \varepsilon_2 + Q_{в3} \frac{\sigma_3}{\pi} \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_c} - \\ &- Q_{в2} \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_c}. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVI.75})$$

В круговой залежи, разрабатываемой тремя батареями скважин при прочих равных условиях, для нахождения дебитов нефти на первом этапе будем иметь:

$$\left. \begin{aligned} \frac{2\pi k_n h_n (p_k - p_1)}{\mu_n} &= (Q_{н1} + Q_{н2} + Q_{н3}) \left(\Omega_1 \frac{1}{\mu_0} + \ln \frac{R_\phi}{R_1} \right) + \\ &+ Q_{н1} \frac{\sigma_1}{\pi R_1} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_c}; \\ \frac{2\pi k_n h_n (p_1 - p_2)}{\mu_n} &= (Q_{н2} + Q_{н3}) \ln \frac{R_1}{R_2} + Q_{н2} \frac{\sigma_2}{\pi R_2} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_c} - \\ &- Q_{н1} \frac{\sigma_1}{\pi R_1} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_c}; \\ \frac{2\pi k_n h_n (p_2 - p_3)}{\mu_n} &= Q_{н3} \ln \frac{R_2}{R_3} + Q_{н3} \frac{\sigma_3}{\pi R_3} \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_c} - \\ &- Q_{н2} \frac{\sigma_2}{\pi R_2} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_c} \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVI.76})$$

где Ω_1 — коэффициент фильтрационного сопротивления в зоне водонефтяной смеси

$$\Omega_1 = \left\{ \left(1,7 + 50 \frac{z_\Phi^2 R_H^2}{R_H^2 - R_\Phi^2} \right) \ln \frac{R_H}{R_\Phi} - (25z_\Phi^2 + 12z_\Phi) + \frac{6z_\Phi R_H}{\sqrt{R_H^2 - R_\Phi^2}} \ln \frac{R_H + \sqrt{R_H^2 - R_\Phi^2}}{R_H - \sqrt{R_H^2 - R_\Phi^2}} \right\};$$

R_Φ — радиус текущего положения фронта ВНК; R_H — радиус начального контура нефтеносности; z_Φ — нефтенасыщенность на фронте вытеснения.

Дебиты воды находим из системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{2\pi k_B h_B (p_K - p_1)}{\mu_B} &= (Q_{B1} + Q_{B2} + Q_{B3}) \ln \frac{R_K}{R_1} + \\ &+ Q_{B1} \frac{\sigma_1}{\pi R_1} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_c}; \\ \frac{2\pi k_B h_B (p_1 - p_2)}{\mu_B} &= (Q_{B2} + Q_{B3}) \ln \frac{R_1}{R_2} + \\ &+ Q_{B2} \frac{\sigma_2}{\pi R_2} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_c} - Q_{B1} \frac{\sigma_1}{\pi R_1} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_c}; \\ \frac{2\pi k_B h_B (p_2 - p_3)}{\mu_B} &= Q_{B3} \ln \frac{R_2}{R_3} + Q_{B3} \frac{\sigma_3}{\pi R_3} \times \\ &\times \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_c} - Q_{B2} \frac{\sigma_2}{\pi R_2} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_c}. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVI.77})$$

На втором и третьем этапах дебиты нефти и воды при их совместном притоке к скважинам определяются из новых систем уравнений, получаемых исходя из схем фильтрационных сопротивлений.

Глава XVII

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ В ТРЕЩИНОВАТЫХ И ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

§ 1. ОСНОВНЫЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ УРАВНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ

С разработкой пластов-коллекторов трещиноватого типа появилась необходимость дальнейшего более глубокого развития теории фильтрации жидкости. При этом пришлось пойти по пути, характерному для механики сплошных сред, и считать, что в каждой точке пространства существует два давления: средние давления жидкости в порах коллектора и в трещинах. Кроме того,

потребовалось учитывать взаимозаменяемость жидкостей, содержащихся в трещинах и порах.

Применительно к этим условиям, рассматривая пласт как сумму пористых и проницаемых блоков, разделенных системой трещин, и считая, что размеры трещин значительно больше размеров пор, вследствие чего жидкость течет в основном по трещинам, Г. И. Баренблатт, Ю. П. Желтов и И. Н. Кочина получили систему уравнений, описывающую процесс фильтрации однородной жидкости в среде с двойной пористостью

$$\left. \begin{aligned} \kappa_T (\nabla^2 p_T + \varepsilon_n \nabla^2 p_n) &= \varepsilon_T \frac{\partial p_T}{\partial t} + \frac{\partial p_n}{\partial t}; \\ \kappa_T \nabla^2 p_T &= \varepsilon_T \frac{\partial p_T}{\partial t} - \frac{p_n - p_T}{\tau_3}, \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVII.1})$$

где p_T — давление жидкости в трещинах в Па; p_n — давление жидкости в блоках в Па; κ_T — коэффициент пьезопроводности трещиноватой среды, соответствующий проницаемости системы трещин k_T , пористости $m_{оп}$, сжимаемости блоков $\beta_{сп}$ и сжимаемости жидкости $\beta_{ж}$, $\kappa_T = k_T / [\mu_{ж} (\beta_{сп} + m_{оп} - \beta_{ж})]$ (XVII.2); τ_3 — время запаздывания переходных процессов в с; ε_T , β^* , β_T^* — эффективные сжимаемости в элементарном объеме в Па⁻¹; k , ε_n , k_T — проницаемость соответственно трещин и блоков в м²; $\mu_{ж}$ — динамическая вязкость жидкости в Па·с; t — время восстановления давления в с.

Рассмотрим подробнее некоторые особенности предложенной системы уравнений.

Будем считать, что скорость фильтрации жидкости по системе трещин и блоков подчиняется закону Дарси. Тогда, очевидно,

$$\bar{v}_T = - \frac{k_T}{\mu_{ж}} \text{grad } p_T; \quad (\text{XVII.3})$$

$$\bar{v}_n = - \varepsilon_n \frac{k_T}{\mu_{ж}} \text{grad } p_n. \quad (\text{XVII.4})$$

Для трещиноватых пористых сред, характеризуемых условиями $\varepsilon_T \ll 1$, $\varepsilon_n \ll 1$, в отдельных случаях можно пренебречь соответствующими членами (XVII.1) и получить более простую систему уравнений:

$$\kappa_T \nabla^2 p_T = \frac{\partial p_n}{\partial t}; \quad \nabla^2 p_T + \frac{p_n - p_T}{\kappa_T \tau_3} = 0 \quad (\text{XVII.5})$$

или же уравнение, решенное относительно давления в трещинах,

$$\kappa_T \nabla^2 p_T = \frac{\partial p_T}{\partial t} - \eta_6 \frac{\partial}{\partial t} \nabla^2 p_T, \quad (\text{XVII.6})$$

где $\eta_6 = k_T / \alpha_6 = \kappa_T \tau_3$; α_6 — безразмерный коэффициент, характеризующий интенсивность обмена жидкости блоков и трещин.

Коэффициент η_6 характеризует трещиноватую среду. При стремлении η_6 к нулю, что соответствует уменьшению размеров

блоков и возрастанию степени развитости трещиноватости породы, уравнение (XVII.6) стремится к обычному уравнению фильтрации жидкости при упругом режиме.

Однако в природных условиях часто встречаются трещиновато-кавернозные среды, у которых величины ε_T и ε_{Π} могут принимать самые различные значения и поэтому не всегда ими можно пренебрегать. Так, если изменение давления в трещинах p_T гораздо больше изменений давлений в блоках p_{Π} , то пренебрегать слагаемым $\varepsilon_T = dp_T/dt$ нельзя и поэтому (при $\varepsilon_{\Pi} \rightarrow 0$) уравнения (XVII.4) могут быть сведены к следующей системе:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial p_{\Pi}}{\partial t} + \varepsilon_{\Pi} \frac{\partial p_T}{\partial t} &= \kappa_T \nabla^2 p_T; \\ \kappa_T \nabla^2 p_T + \frac{p_{\Pi} - p_T}{\tau_3} &= \varepsilon_T \frac{\partial p_T}{\partial t} \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVII.7})$$

Наконец, если изменения давления в блоках p_{Π} гораздо больше изменения давления в трещинах p_T , тогда разделяющая система уравнений будет ($\varepsilon_T \rightarrow 0$)

$$\left. \begin{aligned} \kappa_T (\nabla^2 p_T + \varepsilon_{\Pi} \nabla^2 p_{\Pi}) &= \frac{\partial p_{\Pi}}{\partial t}; \\ \kappa_T \nabla^2 p_T + \frac{p_{\Pi} - p_T}{\tau_3} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVII.8})$$

Из возможных физически оправданных постановок краевых задач предпочтение надо отдать построению решений для давления p_T в трещинах при учете их сжимаемости $\varepsilon_T \beta_T^* \neq 0$. Действительно, именно по градиенту давления p_T определяется внешний приток жидкости в среду, а сохранение сжимаемости $\varepsilon_T \beta_T^* \neq 0$ позволяет не изменять начальные условия (XVII.7). Более того, именно эта эффективная (упрощенная) система уравнений описывает при конечных значениях параметра ε_T характер фильтрации однородной капельной жидкости в кавернозно-трещиноватых пористых средах. Поэтому ниже остановимся подробнее на более точном выводе уравнения.

При постоянном давлении на кровле пласта вышележащей толщи горных пород пористость трещин m_T и блоков m_{Π} зависят от давления в них жидкости p_T и p_{Π} , так что

$$dm_T = \beta_{ст} dp_T - \beta^* dp_{\Pi}; \quad (\text{XVII.9})$$

$$dm_{\Pi} = \beta_{сп} dp_{\Pi} - \beta^{**} dp_T, \quad (\text{XVII.10})$$

где $\beta_{ст}$, $\beta_{сп}$, β^* , β^{**} — положительные постоянные коэффициенты.

Уравнения сохранения массы жидкости для обеих сред имеют соответственно вид

$$\frac{\partial (m_T \rho_{ж})}{\partial t} + \text{div} (\rho_{ж} v_T) - q = 0; \quad (\text{XVII.11})$$

$$\frac{\partial (m_{\Pi} \rho_{ж})}{\partial t} + \text{div} (\rho_{ж} v_{\Pi}) + q = 0, \quad (\text{XVII.12})$$

где q — масса жидкости, вытекающей из пор в трещины в единицу времени на единицу объема [$q = \alpha_0 \rho_{ж} / \mu_{ж} (p_{п} - p_{т})$]; $\rho_{ж}$ — плотность жидкости.

Считая, что движение жидкости в трещиноватой среде (и тем самым, заведомо в пористой) безынерционное, получим выражение закона Дарси для обеих сред

$$v_{т} = - \frac{k_{т}}{\mu_{ж}} \text{grad } p_{т}; \quad (\text{XVII.13})$$

$$v_{п} = - \frac{k_{п}}{\mu_{ж}} \text{grad } p_{п}. \quad (\text{XVII.14})$$

Подставляя в уравнения (XVII.11) и (XIII.12) значения $v_{т}$, $v_{п}$, q , $\rho_{ж} = \rho_{сж} + \rho_{ож} \beta_{ж} (p_{т} - p_0)$ и (XVII.9) и (XVII.10) и отбрасывая малые величины высших порядков для давлений жидкости в обеих средах $p_{т}$ и $p_{п}$, получим систему уравнений

$$\left. \begin{aligned} \frac{k_{т}}{\mu_{ж}} \nabla^2 p_{т} &= (\beta_{ст} + m_{от} \beta_{ж}) \frac{\partial p_{т}}{\partial t} - \beta^* \frac{\partial p_{п}}{\partial t} - \frac{\alpha_0}{\mu_{ж}} (p_{п} - p_{т}); \\ \frac{k_{п}}{\mu_{ж}} \nabla^2 p_{п} &= (\beta_{сп} + m_{оп} \beta_{ж}) \frac{\partial p_{п}}{\partial t} - \beta^{**} \frac{\partial p_{т}}{\partial t} + \frac{\alpha_0}{\mu_{ж}} (p_{п} - p_{т}), \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVII.15})$$

где $m_{от}$ — коэффициент трещиноватости при начальном давлении; $k_{п}$ — коэффициент проницаемости блоков в m^2 .

При изменении давления $p_{п}$, например, в сторону уменьшения при постоянном давлении на кровле вышележащей толщи горных пород пористость $m_{т}$ с одной стороны увеличивается за счет сжатия блоков, а с другой — уменьшается за счет сдавливания вышележащими горными породами. Эти эффекты, по-видимому, в какой-то мере взаимно компенсируются. Аналогичное обстоятельство имеем и для пористости $m_{п}$ при изменении давления $p_{т}$. Поэтому представляется целесообразным рассмотреть модель двойной пористой среды, для которой пористость зависит только от соответствующего давления, так что можно коэффициенты β^* и β^{**} в формулах (XVII.9) и (XVII.10) считать малыми и соответствующими членами в уравнения (XVII.9) и (XVII.10) пренебречь.

Уравнения (XVII.15) для такой модели пористой среды с двойной пористостью принимают вид, аналогичный уравнениям теплопередачи в гетерогенной среде.

$$\left. \begin{aligned} \frac{k_{т}}{\mu_{ж}} \nabla^2 p_{т} &= (\beta_{ст} + m_{от} \beta_{ж}) \frac{\partial p_{т}}{\partial t} - \frac{\alpha_0}{\mu_{ж}} (p_{п} - p_{т}) \\ \frac{k_{п}}{\mu_{ж}} \nabla^2 p_{п} &= (\beta_{сп} + m_{оп} \beta_{ж}) \frac{\partial p_{п}}{\partial t} + \frac{\alpha_0}{\mu_{ж}} (p_{п} - p_{т}) \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVII.16})$$

или

$$\left. \begin{aligned} \kappa_{т} \nabla^2 p_{т} &= \varepsilon_{т} \frac{\partial p_{т}}{\partial t} - \frac{p_{п} - p_{т}}{\tau_3}; \\ \kappa_{п} \nabla^2 p_{п} &= \frac{\partial p_{п}}{\partial t} + \frac{p_{п} - p_{т}}{\tau_3}, \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVII.17})$$

где $\varepsilon_{\Gamma} = (\beta_{\text{ст}} + m_{\text{от}}\beta_{\text{ж}})/(\beta_{\text{сп}} + m_{\text{оп}}\beta_{\text{ж}})$ — отношение упруго-емкостей трещин и блоков; $\kappa_{\Pi} = k_{\Pi}/[\mu_{\text{ж}}(\beta_{\text{сп}} + m_{\text{оп}}\beta_{\text{ж}})]$ — коэффициент пьезопроводности пористых блоков в м²/с;

$$\tau_3 = \frac{\mu_{\text{ж}}(\beta_{\text{сп}} + m_{\text{оп}}\beta_{\text{ж}})}{\alpha_6}. \quad (\text{XVII.18})$$

В трещиновато-пористой среде упруго-емкость системы трещин намного меньше упруго-емкости системы пористых блоков и проницаемость блоков намного меньше проницаемости трещин. Поэтому при времени, сравнимом с τ_3 и вдали от скважины, членами $\varepsilon_{\Gamma}(dp_{\Gamma}/dt)$ и $\kappa_{\Pi}\nabla^2 p_{\Pi}$ можно пренебречь, тогда система (XVII.17) примет вид:

$$\left. \begin{aligned} \kappa_{\Gamma}\nabla^2 p_{\Gamma} &= \frac{p_{\Gamma} - p_{\Pi}}{\tau_3}; \\ \frac{\partial p_{\Pi}}{\partial t} + \frac{p_{\Pi} - p_{\Gamma}}{\tau_3} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (\text{XVII.19})$$

Характерное свойство неустановившейся фильтрации жидкости в трещиновато-пористых породах — некоторое запаздывание переходных процессов; время этого запаздывания

$$\tau_3 = \frac{\eta_6}{\kappa_{\Gamma}} = \frac{k_{\Pi}}{\alpha_6\kappa_{\Pi}}. \quad (\text{XVII.20})$$

Безразмерный коэффициент α_6 зависит от проницаемости блоков k_{Π} и степени развитости трещиноватости породы, в качестве меры которой естественно взять удельную поверхность трещин σ_{Π} , т. е. поверхность трещин, приходящуюся на единицу объема породы. Величина σ_{Π} имеет размерность обратной длины. Из соображений анализа размерностей следует, что $\alpha_6 \approx k_{\Pi}\sigma_{\Pi}^2$. Откуда из (XVII.6)

$$\eta_6 \approx \frac{k_{\text{p}}k_{\Gamma}}{k_{\Pi}\sigma_{\Pi}^2} \sim \frac{k_{\text{p}}k_{\Gamma}}{k_{\Pi}} \bar{l}^2 \quad (\text{XVII.21})$$

или

$$\tau_3 \approx \frac{k_{\text{p}}\bar{l}^2}{\kappa_{\Pi}}, \quad (\text{XVII.22})$$

где \bar{l} — средний размер отдельного блока (удельная поверхность трещин обратно пропорциональна среднему размеру отдельного блока); k_{p} — коэффициент пропорциональности.

Небольшие значения τ_3 соответствуют либо большой пьезопроводности блоков, либо малому характерному их размеру. И в том и в другом случае среда приближается к однородной пористой.

Большие значения τ_3 соответствуют либо большому характерному размеру блока, либо малой пьезопроводности их. И то и другое препятствует перетоку жидкости из блоков в трещины. Среда при этом приближается к чисто трещиноватой. Промежуточные значения τ_3 соответствуют трещиновато-пористой среде.

Те же выводы можно сделать и на основе анализа системы уравнений (XIV.17). При значении $\tau_3 = 0$ имеем $p_T = p_n$, т. е. средние давления в трещинах и блоках одинаковы и среда ведет себя как однородная. При $\tau_3 = \infty$ система уравнений (XIV.17) разделяется на два уравнения фильтрации — в трещинах и блоках, т. е. блоки оказываются как бы изолированными, непроницаемыми и среда ведет себя как чисто трещиноватая. Иначе говоря, параметр τ_3 — мера неоднородности породы пласта.

Как видно из зависимости (XVII.22), по значению параметра τ_3 можно судить о характерном размере блока. Коэффициент пьезопроводности блоков можно определить по данным лабораторных исследований. Зная κ_n , удельную поверхность блоков σ_n , можно найти τ_3 .

Характерное время запаздывания τ_3 определяется по данным гидродинамических исследований скважин при нестационарном режиме.

Покажем один из способов определения этого параметра. С этой целью воспользуемся дифференциальным уравнением (XVII.6).

При постоянных η_0 и κ_T и после замены $p_T = p_0 - \Delta p_T$ уравнение (XVII.6) для радиальной фильтрации будет иметь вид

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta p_T}{\partial t} - \eta_0 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial^2 \Delta p_T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Delta p_T}{\partial r} \right) - \\ - \kappa_T \left(\frac{\partial^2 \Delta p_T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Delta p_T}{\partial r} \right) = 0. \end{aligned} \quad (\text{XVII.23})$$

Интегрируя последнее уравнение при начальном

$$\Delta p_T(r, t)|_{t=0} = 0$$

и граничных условиях

$$\Delta p_T(r, t)|_{r \rightarrow \infty} = 0 \text{ и } r \frac{\partial \Delta p_T}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = - \frac{q_0 \mu_{ж}}{2\pi k_T h},$$

получим (зависимость, справедливую при достаточно большом t)

$$\Delta p_T(r_c, t) = \frac{q_0 \mu_{ж}}{4\pi k_T h} \left[\ln \frac{4\kappa_T t}{\gamma_3^2 r_c^2} - \text{Ei} \left(- \frac{\kappa_T t}{\eta_0} \right) \right], \quad (\text{XVII.24})$$

где γ_3 — постоянная Эйлера, равная 1,781072....

Параметр $\tau_3 = \eta_0 / \kappa_T$, следуя Р. И. Медведскому, приближенно можно определить, используя точку пересечения продолжений горизонтального и наклонного участков кривой восстановления давления (рис. XVII.1).

Уравнение горизонтального участка кривой восстановления давления $[-\text{Ei}(-\kappa_T t / \eta_0) \approx \ln \eta_0 / (\gamma_3 \kappa_T t)]$

$$\Delta p_T(r, t) = \frac{q_0 \mu_{ж}}{4\pi k_T h} \ln \frac{4\kappa_T \tau_3}{\gamma_3^2 r_c^2} \quad (\text{XVII.25})$$

и наклонного [когда $Ei\left(-\frac{\kappa_T t}{\eta_0}\right) \rightarrow 0$]

$$\Delta p_T(r, t) = \frac{q_0 l_{ж}}{4\pi k_T h} \ln \frac{4\kappa_T t}{\gamma \sigma_c^2} \quad (\text{XVII.26})$$

Абсцисса их точки пересечения $\ln t_1$ определится равенством (XVII.25) и (XVII.26), из которого следует

$$\tau_3 = \gamma \sigma_c^2 t_1 \quad (\text{XVII.27})$$

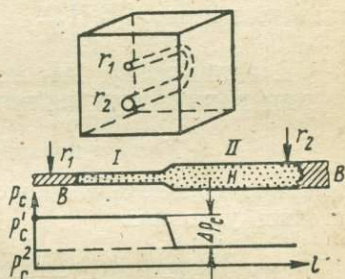
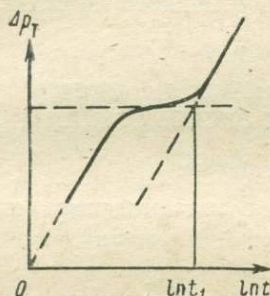


Рис. XVII.1. Определение времени запаздывания переходных процессов τ_3 по кривой восстановления давления

Рис. XVII.2. Модель противоточной капиллярной пропитки r_1, r_2 — радиусы капилляров (I—II); B — вода; H — нефть; p_c — капиллярное давление; l — длина капилляра

Гидропроводность пласта можно определить из уравнения наклонного участка кривой восстановления давления, а пьезопроводность — из уравнений (XVII.25) и (XVII.27).

Учитывая, что $\sigma_T^2 = 1/l^2$, можно определить характерный линейный размер блоков.

При небольшом значении t

$$\Delta p(r, t) = \frac{q_0 l_{ж}}{2\pi k_T h} \sqrt{\eta_0} \left[\left(1 + \frac{\kappa_T t}{\eta_0}\right) e^{-\frac{\kappa_T t}{2\eta_0}} I_0\left(\frac{\kappa_T t}{2\eta_0}\right) + \frac{\kappa_T t}{\eta_0} e^{-\frac{\kappa_T t}{2\eta_0}} I_1\left(\frac{\kappa_T t}{2\eta_0}\right) \right]$$

или при $I_0(\kappa_T t/2\eta_0) \rightarrow 1$, а $I_1(\kappa_T t/2\eta_0) \rightarrow 0$ получим приближенную зависимость

$$\Delta p(r, t) = \frac{q_0 l_{ж}}{2\pi k_T h} \sqrt{\eta_0} \left(1 + \frac{\kappa_T t}{\eta_0}\right) \exp\left(-\frac{\kappa_T t}{2\eta_0}\right).$$

Наряду с описанным методом Г. И. Баренблатта, Ю. П. Желтова и И. Н. Кочиной существуют методы Дж. Е. Воррена и П. Дж. Руута, Ф. И. Котяхова, А. С. Одеха и др.

По Дж. Е. Воррену и П. Дж. Рууту трещиновато-пористый пласт характеризуется (дополнительно к гранулярному) еще двумя параметрами λ_n и ω_T , позволяющими определять трещиноватость пласта (раскрытие трещин, их число).

При изучении вопросов противоточной капиллярной пропитки наибольшее внимание уделяется изучению зависимости нефтеотдачи коллектора от температуры, давления, скорости вытеснения, характера смачиваемости пористой среды, ее микронеоднородности. Простейшую модель микронеоднородной пористой среды можно представить в виде капилляра переменного сечения, как это показано на рис. XVII.2.

§ 2. РАЗРАБОТКА МАССИВНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Упруго-водонапорный режим

Суммарное количество добытой нефти из замкнутого пласта в пластовых условиях

$$\sum Q = Q_0 \left\{ 1 + \frac{b_n(p_0)}{b_n(p)} [\beta_{нт} (p_0 - p) - 1] \right\}, \quad (\text{XVII.28})$$

где p_0 и p — соответственно начальное и текущее пластовое давления в Па ($p > p_{нас}$); Q_0 — начальные балансовые запасы нефти в поверхностных условиях в м³; $b_n(p_0)$ и $b_n(p)$ — объемные коэффициенты нефти при давлениях p_0 и p ; $\beta_{нт}$ — коэффициент объемного изменения вторичных пустот, занятых нефтью, в Па⁻¹.

При упруго-водонапорном режиме количество добываемой из залежи нефти Q_{ni} и воды $Q_{вд}(i-m)$ при снижении давления от $p_{(i-1)}$ до p_i будет определяться:

а) упругим расширением нефти

$$\left(Q_0 - \sum_0^{i-1} Q_{ni} \right) [b_n(p_i) - b_n(p_{(i-1)})];$$

б) упругим расширением вторгшейся в залежь воды

$$\sum_{l-1}^{i-1} Q_{ввт}(i-l) [b_v(p_i) - b_v(p_{(i-1)})];$$

в) уменьшением объема вторичных пустот

$$Q_0 b_n(p_0) \beta_{нт} (p_{(i-1)} - p_i);$$

г) фронтальным вытеснением нефти вторгшейся водой

$$Q_{ввт}(i-l) b_v(p_i).$$

Здесь $b_{vi}(p_i)$ — объемный коэффициент воды при давлении p_i , $Q_{ввт}$ — количество вторгшейся воды; i — число интервалов изменения пластового давления; l и m — число интервалов до начала

вторжения в залежь и добычи из залежи воды. Величины Q_6 , Q_n , $Q_{ввт}$ и $Q_{вд}$ выражаются в m^3 в пластовых условиях.

Суммарное количество вторгшейся в залежь воды

$$\sum Q_{ввт} = K \sum \Delta p \Delta t, \quad (\text{XVII.29})$$

где K — коэффициент, определяемый из графика, построенного по результатам фактических наблюдений, может быть принят постоянным с учетом его экстраполированного значения; Δp — снижение давления за интервал времени Δt .

При расчетах задаются дебитом жидкости $Q_{ж}$, добываемой из залежи за промежутки времени Δt . Тогда

$$\begin{aligned} Q_n i b_n(p_i) &= Q_{ж i} (1 - \theta_{в i}) b_n(p_i) \Delta t_i, \\ Q_{вд (i-m)} b_{в i}(p_i) &= Q_{ж i} \theta_{в i} b_{в i}(p_i) \Delta t_i, \end{aligned} \quad (\text{XVII.30})$$

где $\theta_{в i}$ — доля воды в добываемой жидкости.

Из соотношений (XVII.30) получим зависимость для расчета процесса дренирования залежи:

$$\begin{aligned} \Delta t &= \frac{Q_6 [b_n(p_i) - b_n(p_{(i-1)})] + b_n(p_0) \beta_{нт} \Delta p_i}{Q_{ж i} [(1 - \theta_{в i}) b_n(p_i) + \theta_{в i} b_{в i}(p_i)] - k \Delta p_i} + \\ &+ \frac{\sum_{l=1}^{i-1} Q_{ввт (i-l)} [b_{в i}(p_i) - b_{в i}(p_{(i-1)})] - \sum_0^{i-1} Q_n i [b_n(p_i) - b_n(p_{(i-1)})]}{Q_{ж i} [(1 - \theta_{в i}) b_n(p_i) + \theta_{в i} b_{в i}(p_i)] - k \Delta p_i}. \end{aligned} \quad (\text{XVII.31})$$

С этой целью необходимо определить долю добываемой воды в жидкости, коэффициент охвата и заводненные объемы залежей.

Заводненный объем залежи определяется: а) количеством вторгшейся $\sum_{l=1}^{i-1} Q_{ввт}$ и добываемой $\sum_m^i Q_{вд}$ воды; б) коэффициентом фронтального вытеснения нефти водой $\alpha_{нф}$; в) деформацией вторичных пустот; г) изменением нефтенасыщения в объеме залежи.

Если коэффициент охвата принять равным единице, то заводненный объем

$$\sum V_i = \frac{\sum_l^i Q_{ввт (i-l)} - \sum_m^i Q_{вд (i-m)}}{m_{нтср} (1 - \beta_{нт} \Delta p_i) \alpha_{нф}}, \quad (\text{XVII.32})$$

где $m_{нтср}$ — коэффициент нефтенасыщения заводненного объема залежи.

Водонефтяной раздел определяется по заводненному объему $\sum V_i$ с помощью зависимости объема залежи от гипсометрии. Отношение дебита воды к дебиту жидкости приближенно принимается равным отношению заводненного к общему (вскрытому) интервалу отложений.

Доля расхода воды в общем расходе жидкости

$$\theta_v = \frac{\mu_n V_{ж} - g k_T k_{он} (1 - \beta k_T \Delta p^3) (\rho_v - \rho_n) \sin \alpha_k}{\left[1 + \frac{k_{он}}{k_{ов}} \mu_0 \right] \mu_n V_{ж}}. \quad (\text{XVII.33})$$

Здесь k_T — абсолютная проницаемость; $k_{ов}$, $k_{он}$ — относительная проницаемость для воды и нефти; α_k — угол падения пласта; μ_0 — отношение динамической вязкости нефти и воды; изменение относительной проницаемости от насыщенности принимается прямолинейным.

Коэффициент нефтеотдачи в заводненном объеме залежи

$$s_{нов} = \frac{\sum Q_n - \sum Q_{ну}}{Q_{б\text{зав}}}, \quad (\text{XVII.34})$$

где $\sum Q_n$ — количество добытой из залежи нефти; $\sum Q_{ну}$ — количество нефти, добытой из заводненного объема залежи за счет упругого запаса; $Q_{б\text{зав}}$ — начальные балансовые запасы нефти в заводненном объеме залежи.

Величина $\sum Q_{ну}$ определяется по формуле

$$\sum Q_{ну} = (V_3 - V_{3\text{зав}}) \beta_T^* \Delta p, \quad (\text{XVII.35})$$

где V_3 и $V_{3\text{зав}}$ — общий и заводненный объемы залежи; β_T^* — коэффициент упругоэластичности.

Коэффициент фронтального вытеснения нефти водой

$$\alpha_{нф} = \frac{\sum Q_{ввт}}{(Q_{б\text{зав}} - Q_{3\text{зав}}) \beta_T^* \Delta p k_{ох}}, \quad (\text{XVII.36})$$

здесь $\sum Q_{ввт}$ — суммарное количество вторгшейся в пласт воды; $k_{ох}$ — коэффициент охвата.

Жесткий водонапорный и газонапорный режимы

В условиях жесткого водонапорного режима будет проходить только фронтальное вытеснение нефти из объема залежи, заключенного между водонефтяным разделом и забоями скважин.

Если залежь сложена зонами различной проницаемости, изолированными непроницаемыми разделами (рис. XVII.3), то суммарный дебит можно определить по формуле

$$\sum_0^n Q_i = \sum_{i,j=0}^{i=n} F_i k_i \sin \alpha \frac{\Delta p_j - x_{ij} g \Delta \rho}{\frac{\mu_v}{k_{ов}} x_{ij} + \mu_n (H - x_{ij})}, \quad (\text{XVII.37})$$

где Q_i — удельные дебиты зон; F_i — удельные площади зон; k_i — удельная проницаемость; x_{ij} — положение водонефтяного раздела в зонах; H — высота залежи; $\Delta p = p_k - (p_c + H \rho g)$;

$\Delta\rho$ — разность плотностей воды и нефти; g — ускорение свободного падения в m/c^2 ; i, n — порядковый номер и число зон; j, m — порядковый номер и число ступеней.

За счет дополнительных гравитационных перепадов положение водонефтяных разделов будет другим — x'_{1j} и x'_{2j} , причем $x'_{1j} < x_{1j}$, а $x'_{2j} > x_{2j}$ (см. рис. XVII.3).

Дополнительный дебит в менее проницаемой зоне за счет гравитационного перепада

$$Q_{гр2} = \frac{F_2 k_2 \Delta\rho_{гд} \sin \alpha}{\mu_n (x_1 - x_2)} = \frac{F_2 k_2 g \Delta\rho \sin \alpha}{\mu_n} \quad (\text{XVII.38})$$

и для зоны с наиболее высокой проницаемостью

$$Q_{гр1} = \frac{F_2 k_2 g \Delta\rho \sin \alpha}{\mu_n} \quad (\text{XVII.39})$$

Максимальное проявление гравитационных сил будет при контактировании зон в порядке уменьшающейся проницаемости, а минимальное — когда наиболее проницаемые зоны контактируют с наименее проницаемыми.

Для первого случая контактирования вместо (XVII.37) можно написать:

$$Q_{1j} = \frac{F_1 k_1 (\Delta y - x_{1j} g \Delta\rho) \sin \alpha}{\frac{\mu_n}{k_{об}} x_{1j} + \mu_n (H - x_{1j})} - \frac{F_2 k_2 g \Delta\rho \sin \alpha}{\mu_n}; \quad (\text{XVII.40})$$

$$Q_{ij} = \frac{F_i k_i (\Delta p_j - x_{ij} g \Delta\rho) \sin \alpha}{\frac{\mu_n}{k_{об}} x_{ij} + \mu_n (H - x_{ij})} - \frac{g \Delta\rho \sin \alpha}{\mu_n} [F_i k_i - F_{(i+1)} k_{(i+1)}]. \quad (\text{XVII.41})$$

Зависимость между величинами перемещений водонефтяного раздела ($x_{j+1} - x_j$) и временем перемещения

$$\Delta t_j = \frac{Q'_{ixj} (x_{(j+1)} - x_j)}{Q_{ij}}$$

или

$$\Delta t_j = \frac{Q'_i (x_{(j+1)} - x_j)}{H Q_{ij}}, \quad (\text{XVII.42})$$

где Q'_i, x_j — извлекаемые запасы из единицы мощности отложений i -той зоны; Q_{ij} — средний дебит i -той зоны, принимаемый постоянным за время перемещения водонефтяного раздела от x_{ij} до $x_{i,j}$; Q'_i — извлекаемые запасы i -той зоны (при условии равномерного нефтенасыщения и $F_i(x) = \text{const}$).

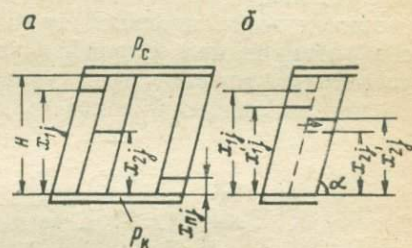


Рис. XVII.3. Массивная залежь с зонами различной проницаемости

Разработка при жестком газонапорном режиме протекает при постоянном давлении в газовой шапке, равном или превышающем давление насыщения. Изменение объема газовой шапки и количество закачиваемого газа определяются принятым темпом отбора нефти из залежи.

Перемещение газонефтяного раздела в залежи определяется объемным методом с использованием зависимости площади поперечного сечения и объема залежи от гипсометрии.

Режимы растворенного газа и смешанные режимы

Условия, близкие к условиям режима растворенного газа в массивных залежах, возникают только при преимущественном развитии горизонтальной трещиноватости. Для расчетов процессов дренирования залежей в условиях этого режима необходимо совместное решение трех уравнений:

материального баланса

$$\begin{aligned} & \Delta_i^{i+1} \sum Q_n = \\ & (1 - \sum Q_{ni}) \Delta_i^{i+1} \left[\frac{b_n(p_0)}{b_r(p)} - \Gamma_{пл} \right] - b_n(p_0) \times \\ & \times \left[\Delta_i^{i+1} \frac{1}{b_r(p)} - \beta_{нт} \Delta_i^{i+1} \frac{\Delta p}{b_r(p)} \right] \\ = & \frac{\left[\frac{b_n(p)}{b_r(p)} - \Gamma_{пл} \right]_{(i+1)} + \frac{\Gamma_i + \Gamma_{(i+1)}}{2}}{2}; \quad (XVII.43) \end{aligned}$$

газового фактора

$$\Gamma = \Gamma_{пл} + \frac{b_n(p)}{b_r(p)} G(s_n) \mu_{ог} = \Gamma_{пл} + \frac{b_n(p_0)}{b_r(p_0)} G(s_{он}) \mu_{ог} \quad (XVII.44)$$

и насыщенности среды жидкой фазой.

Здесь Γ_i и $\Gamma_{(i+1)}$ — газовый фактор пласта при снижении давления на Δp_i и $\Delta p_{(i+1)}$; $b_r(p)$ — объемный коэффициент газа при давлении p .

Для среды, представленной щелями неизменной раскрытости, где связанная вода не может присутствовать, насыщенность нефтяной фазой:

$$s_n = \frac{(1 - \sum Q_n) b_n(p)}{b_n(p_0) (1 - \beta_{нт} \Delta p)}. \quad (XVII.45)$$

Для среды, аналогичной пористой, содержащей связанную воду, насыщенность жидкой фазой:

$$s_{ж} = \frac{1}{1 - \beta_{т} \Delta p} \left[s_{рво} + s_{ннач} \frac{(Q_0 - \sum Q_n) b_n(p)}{Q_0 b_n(p_0)} \right] \quad (XVII.46)$$

или

$$s_{ж} = \frac{1}{1 - \beta_{т} \Delta p} \left[s_{рво} + s_{ннач} \frac{(1 - \sum Q_n) b_n(p)}{b_n(p_0)} \right]. \quad (XVII.47)$$

Здесь $s_{рво}$ — связанная водонасыщенность.

В формулах (XVII.43), (XVII.45) и (XVII.47) величина $\sum Q_n$ безразмерная.

В массивных замкнутых залежах разработка протекает в условиях смешанного режима: растворенного газа и газонапорного с образованием вторичной газовой шапки. Расчет процесса дренирования при этом режиме производится при совместном решении пяти уравнений: 1) материального баланса; 2) газового фактора; 3) насыщенности жидкой фазы нефтяной зоны; 4) количества газа, перемещающегося в верхние части структуры; 5) баланса газа.

Уравнение для определения количества газа, перемещающегося в верхние части залежи:

$$\Delta V_{\Gamma} = F_{\Gamma} \frac{k_{\Gamma} k_{ог} \Delta t}{\mu_n} g (\rho_n - \rho_{\Gamma}) \sin \alpha_{\kappa} \quad (\text{XVII.48})$$

Если $k_n/\mu_n < k_{\Gamma}/\mu_{\Gamma}$, то в формулу (XVII.48) вместо k_{Γ}/μ_{Γ} следует подставить k_n/μ_n .

Суммарное количество газа, переместившегося в газовую шапку:

$$V_{\Gamma} = b_{\Gamma} (p_{i+1}) \sum_0^{i+1} \frac{\Delta V_{\Gamma}}{b_{\Gamma}(p)} \quad (\text{XVII.49})$$

Для определения величины V_{Γ} необходимо дополнительное уравнение, которым является уравнение баланса газа:

$$\begin{aligned} \sum Q_n \Gamma_p + \frac{V_{\Gamma} + V'_{\Gamma}}{b_{\Gamma}(p)} + \left\{ \frac{Q_{\delta} b_n(p_0)}{1 - s_{pво}} (1 - \beta_T \Delta p) - \frac{V_{\Gamma} + V'_{\Gamma}}{[1 - (s_{pв} + s_{носп})]} \right\} \times \\ \times \frac{s_{гнз}}{b_{\Gamma}(p)} = Q_{\delta} (\Gamma_{пл0} - \Gamma_{пл}) + \sum Q_n \Gamma_{пл} \quad (\text{XVII.50}) \end{aligned}$$

или

$$\begin{aligned} \sum Q_n \Gamma_p = \Gamma_{пл0} - \left(1 - \sum Q_n \right) \Gamma_{пл} - \frac{1}{b_{\Gamma}(p)} \left[\frac{V_{\Gamma} + V'_{\Gamma}}{Q_{\delta}} \times \right. \\ \left. \times \left(1 - \frac{s_{гнз}}{[1 - (s_{pв} + s_{носп})]} \right) + \frac{b_n(p)}{1 - s_{pво}} (1 - \beta_T \Delta p) s_{гнз} \right]. \quad (\text{XVII.51}) \end{aligned}$$

В уравнении (XVII.51) $\sum Q_n$ — безразмерная величина.

Нефтенасыщенность можно представить разностью между количеством нефти в залежи и остаточной нефтью в газовой шапке.

Уравнение насыщенности жидкой фазой нефтяной залежи: а) для среды, представленной трещинами неизменной раскрытости при отсутствии связанной воды:

$$s_n = \frac{\left(1 - \sum Q_n \right) b_n(p) - \frac{(V_{\Gamma} + V'_{\Gamma}) s_{носп}}{Q_{\delta} (1 - s_{носп})}}{b_n(p) (1 - \beta_{нт} \Delta p) - \frac{V_{\Gamma} + V'_{\Gamma}}{Q_{\delta} (1 - s_{носп})}}; \quad (\text{XVII.52})$$

б) для среды, аналогичной пористой, содержащей связанную воду:

$$s_{жк} = s_{рв} + \frac{\left(1 - \sum Q_n\right) b_n(p) - \frac{(V_r + V'_r) s_{носп}}{Q_6 [1 - (s_{рв} + s_{носп})]}}{1 - s_{рво}} (1 - \beta_T \Delta p) - \frac{V_r + V'_r}{Q_6 [1 - (s_{рво} + s_{носп})]}. \quad (\text{XVII.53})$$

В формуле (XVII.53) $\sum Q_n$ — безразмерная величина.

Уравнения материального баланса и газового фактора такие же, как и при режиме растворенного газа, т. е. (XVII.43) и (XVII.44).

Проверку правильности расчетов при разработке залежи в условиях режима растворенного газа и смешанного режима можно провести путем оценки эффективности вытеснения нефти. Уравнение материального баланса (XVII.43) можно представить в виде трех слагаемых, сумма которых равна единице. Эффективность вытеснения оценивается энергией: 1) выделившегося из нефти газа $I_{рг}$; 2) деформации пустот I_d ; 3) действием вторичной газовой шапки I_r :

$$I_{рг} = \frac{\left(1 - \sum Q_{ni}\right) \Delta_i^{i+1} \left[\frac{b_n(p)}{b_r(p)} - \Gamma_{пл} \right] - b_n(p_0) \Delta_i^{i+1} \frac{1}{b_r(p)} + \Delta_i^{i+1} \left[\frac{V_r + V'_r}{b_r(p) Q_6} \right]}{\Delta_i^{i+1} \sum Q_n \left[\left(\frac{b_n(p)}{b_r(p)} - \Gamma_{пл} \right)_{(i+1)} + \frac{I_i + I_{i+1}}{2} \right]}, \quad (\text{XVII.54})$$

$$I_d = \frac{b_n(p_0) \beta_{нт} \Delta_i^{i+1} \frac{\Delta p}{b_r(p)}}{\Delta_i^{i+1} \sum Q_n \left[\left(\frac{b_n(p)}{b_r(p)} - \Gamma_{пл} \right)_{(i+1)} + \frac{I_i + I_{i+1}}{2} \right]}, \quad (\text{XVII.55})$$

$$I_r = \frac{\Delta_i^{i+1} \left(\frac{V_r + V'_r}{b_r(p) Q_6} \right)}{\Delta_i^{i+1} \sum Q_n \left[\left[\frac{b_n(p)}{b_r(p)} - \Gamma_{пл} \right]_{(i+1)} + \frac{I_i + I_{(i+1)}}{2} \right]}. \quad (\text{XVII.56})$$

Объем залежи, занятый газовой шапкой,

$$V_{зг(i+1)} = \frac{b_r(p_{i+1})}{m_T [1 - (s_{рв} + s_{нрп})] (1 - \beta_T \Delta p)} \times \sum_0^{i+1} \frac{\Delta V_r + \Delta V'_r}{b_r(p_{ср})}. \quad (\text{XVII.57})$$

С помощью $V_{зг(i+1)}$ определим $F_{Г(i+1)}$ по зависимости этих величин от гипсометрии.

Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти газом в зоне газовой шапки определяется с использованием формулы:

$$f_r = \frac{1 - [g k_{ог} (1 - \beta_{нт} \Delta p)^3 (\rho_n - \rho_r) \sin \alpha_k] \frac{k_{он}}{\mu_n V_r''}}{1 + \frac{k_{он}}{k_{ог}} \mu_{ог}^{-1}}, \quad (\text{XVII.58})$$

где

$$V_r'' = \frac{\Delta (V_r + V_r')}{F \Delta t}. \quad (\text{XVII.59})$$

Формула для частных случаев, когда нефть в газовой шапке вытесняется газом полностью или когда пренебрегают деформацией вторичных пустот и в последних отсутствует связанная вода, получается из приведенных общих формул при $s_{он} = 0$, $\beta_{нт} = 0$, $\beta_r = 0$ и $s_{рв} = 0$.

Последовательность вычислений при выполнении расчетов следующая.

1. Выбирают интервал снижения пластового давления от p_i до $p_{(i+1)}$.

2. Принимают величину газонасыщенности $s_{гнз}$ (при том же давлении она должна быть меньше, чем при режиме растворенного газа).

3. Определяют: отношение проницаемостей $k_{ог}/k_{он}$, значение газового фактора Γ — по формуле (XVII.44) и величину $\Gamma_{ср}$. Затем по уравнению (XVII.43) вычисляют приращение добычи нефти $\Delta_i^{i+1} \sum Q_n$.

4. Задаются темпом отбора нефти из залежи q_n (от извлекаемых запасов) и определяют приращение времени по формуле

$$\Delta_i^{i+1} t = \frac{Q_0}{q_n} \Delta_i^{i+1} \sum Q_n. \quad (\text{XVII.60})$$

5. По формуле (XVII.48) вычисляют приращение объема газа ΔV_r , переместившегося в газовую шапку. При этом $k_{ог}$ определяют по графику, а величину k_r в функции от давления — по формуле

$$k_r = k_{от} [1 + \beta_{нт} (p - p_0)]^3. \quad (\text{XVII.61})$$

Значение площади газонефтяного раздела F_r определяют по кривым зависимости F и V_3 от гипсометрической отметки.

При отсутствии первичной газовой шапки на первом этапе вычислений задаются величиной F_r .

6. По формуле (XVII.49) определяют суммарное количество газа, переместившегося в газовую шапку.

7. По формуле

$$\Delta V_{r(i+1)}' = \frac{(V_{r(i+1)} + V_{r i}') s_{носп} b_r (p_{i+1})}{[1 - (s_{рв} + s_{носп})] b_n (p_{i+1})} (\Gamma_{пл i} - \Gamma_{пл (i+1)}) \quad (\text{XVII.62})$$

вычисляют приращение выделяющегося из остаточной нефти газа $\Delta V'_r$. Величиной $s_{\text{но}}$ в газовой шапке на первом этапе вычислений задаются, в последующем ее определяют с помощью формулы

$$s_{\text{он}}(i+1) = s_{\text{он нач}} \gamma_{(i+1)}, \quad (\text{XVII.63})$$

где

$$\gamma_{(i+1)} = \frac{V_r + V'_r}{1 - \beta_r \Delta p_{(i+1)}}.$$

По формуле

$$V_{\text{гш}} = \frac{V_r + V'_r}{1 - (s_{\text{рв}} + s_{\text{носп}})} \quad (\text{XVII.64})$$

определяют объем пор, занятых нефтью и газом (объем газовой шапки), и далее — величину средней остаточной нефтенасыщенности

$$s_{\text{носп}} = \frac{\sum_0^{i+1} \Delta V_{\text{гш}} s_{\text{он}}}{V_{\text{гш}}}. \quad (\text{XVII.65})$$

8. Определяют суммарное количество газа, выделившегося из остаточной нефти,

$$V'_r = b_r(p_{i+1}) \sum_0^{i+1} \frac{\Delta V'_r}{b_r(p)}. \quad (\text{XVII.66})$$

9. Проверяют полученное значение $V_r + V'_r$ по уравнению материального баланса газа; если оно не удовлетворяет этому уравнению, принимают другое значение $s_{\text{гшз}}$ и повторяют вычисления.

10. По формуле (XVII.57) определяют объем залежи, занятый газовой шапкой $V_{\text{зг}}$, и площадь газонефтяного контакта F_r по кривым зависимости этих величин от гипсометрии.

11. Определяют скорость расширения газовой шапки по формуле (XVII.59).

12. Строят график зависимости f_r и s_r с использованием формулы (XVII.58) и определяют величину $s_{\text{он}}$.

13. Проводят дополнительную проверку правильности вычислений по уравнениям (XVII.54)—(XVII.56).

Для последующих интервалов изменения давления вычисления повторяют в указанном порядке. В частных случаях ($s_{\text{он}} = 0$, $\beta_r = 0$, $\beta_{\text{нт}} = 0$, $s_{\text{рв}} = 0$) или если пренебрегается выделением газа из остаточной нефти объем вычислений сокращается.

Раздел V

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава XVIII

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

Рациональный вариант разработки нефтяных месторождений выбирают на основе комплексного изучения геологических, технологических и экономических показателей. Экономические показатели имеют определяющее значение.

В экономических расчетах учитывают показатели производительности труда, эффективность капитальных вложений и себестоимость добычи нефти по вариантам разработки. Наилучший вариант разработки выбирают путем сопоставления технико-экономических показателей. Для этого рассматривают более широкий диапазон изменения показателей: используют кривые зависимости экономических показателей от основных элементов разработки (объема добычи, числа скважин и порядка их размещения, средних дебитов эксплуатационных скважин, пластового давления, количества нагнетаемого в пласт рабочего агента, продолжительности основного периода разработки и т. д.).

Экономические расчеты выполняют для всех вариантов технологических схем разработки: по годам, в целом за основной период, за весь срок (укрупненно).

Почти таким же образом, но с учетом дополнительных вариантов новых технологических решений и изменений и опыта пробной эксплуатации оценивается проект разработки залежи, составленный на более длительный промежуток времени (15—25 лет).

Выбранный вариант уточняется. При окончательной оценке вариантов ограничивают период времени отбора до 80% извлекаемых запасов, утвержденных ГКЗ, считая его основным периодом эксплуатации объекта.

В технико-экономической части схемы (проекта) следует обосновать:

1) основные технико-экономические показатели разработки, бурения, эксплуатации и обустройства месторождения (залежи), а также приведенные затраты;

2) технико-экономическую оценку рассматриваемых вариантов и выбор рационального варианта разработки месторождения;

3) сопоставление технико-экономических показателей рекомендуемого варианта со среднеотраслевыми (удельные капитальные вложения, себестоимость продукции, производительность труда, срок окупаемости капитальных вложений, фондоотдача и рентабельность);

4) капитальные вложения и объем строительно-монтажных работ по укрупненным показателям и нормативам удельных капитальных вложений на бурение скважин и обустройство месторождения;

5) эксплуатационные расходы и затраты труда.

Экономические показатели разработки нефтяных месторождений в значительной мере определяются системой разработки, которая существенно зависит от природных условий.

Экономические показатели разработки нефтяного месторождения определяют в соответствии с проектируемыми по вариантам технологическими показателями. По каждому варианту разработки находят общие и удельные затраты труда и материальных средств.

§ 2. РАСЧЕТ ЗАТРАТ ТРУДА

Затраты труда на бурение скважин

Зная объем работ, предусмотренный вариантом разработки, можно рассчитать затраты труда на бурение скважин по зависимости

$$Y_k = A_k v_k^\alpha, \quad (\text{XVIII.1})$$

где Y_k — число рабочих, приходящихся на 1000 м проходки в человеко-годах; v_k — коммерческая скорость бурения в м/ст.-мес.; A_k и α — параметры уравнения.

Затраты труда рабочих вспомогательных контор, оказывающих услуги при бурении скважин, обычно составляют 55—60% от затрат труда рабочих конторы бурения и определяются путем умножения затрат труда рабочих этой конторы на коэффициент 0,6.

Затраты труда инженерно-технического управленческого персонала определяются умножением затрат труда рабочих конторы бурения на коэффициент 0,154.

Затраты труда на нефтедобывающих предприятиях

Для определения затрат труда рабочих нефтедобывающих предприятий устанавливают объем работ и схему сетки скважин.

Затраты труда рабочих в зависимости от плотности сетки скважин можно определить по формуле

$$Y_F = A_F F^{\alpha_F}, \quad (\text{XVIII.2})$$

где Y_F — число рабочих, приходящихся на одну скважину; F — свободная площадь, приходящаяся на одну скважину, в га; A_F, α_2 — параметры уравнения.

Общие затраты труда можно определить путем умножения соответствующего числа рабочих, приходящихся на одну скважину, на объем промысловых работ, выраженный в скважино-годах.

Затраты труда инженерно-технического и управленческого персонала оценивают в соответствии с общей численностью персонала.

В соответствии с фактическими данными за последние годы численность инженерно-технического и управленческого персонала составляет 10% от общего числа работников.

По зависимости (XVIII.2) определяют затраты труда рабочих нефтедобывающих предприятий, на которых имеется приблизительно равное число фонтанных и глубиннонасосных скважин. Автоматизация и телемеханизация способствуют резкому уменьшению затрат по группе рабочих, непосредственно занятых добычей нефти, в подземном ремонте и в исследовании скважин.

Затраты труда в цехах поддержания пластового давления

Удельные затраты на поддержание пластового давления можно определить по формуле

$$Y_n = A_n n_n^{\alpha_3} \quad (\text{XVIII.3})$$

где Y_n — число рабочих в цехе поддержания пластового давления (ППД), приходящихся на одну действующую нагнетательную скважину; n_n — число нагнетательных скважин; A_n и α_3 — параметры уравнения.

Общие затраты труда определяют путем умножения соответствующего числа рабочих, приходящихся на одну скважину, на число нагнетательных скважин и на продолжительность разработки (этапа).

Затраты труда инженерно-технического и управленческого персонала определяют в соответствии с его удельным весом и общей численностью персонала цехов ППД. Данные последних лет позволяют принять численность инженерно-технического и управленческого персонала, составляющего 12% от общего числа персонала цехов ППД.

Затраты труда в подсобно-вспомогательных предприятиях

Численность рабочих в подсобно-вспомогательных предприятиях значительно превышает численность рабочих на нефтедобывающих предприятиях и в цехах ППД.

$$K_c = \frac{1000}{A_3 n_3 + \alpha_4} \quad (\text{XVIII.4})$$

где K_c — соотношение между числом рабочих, занятых на нефтедобывающих предприятиях и в цехах ППД; n_3 — число эксплуатационных скважин; A_3 и α_4 — параметры уравнения.

По зависимости (XVIII.4) определяют затраты труда рабочих подсобно-вспомогательного производства.

Затраты труда инженерно-технического и управленческого персонала этой категории работников определяются в соответствии с их удельным весом, равным 25% от общей численности персонала подсобно-вспомогательных предприятий.

Затраты труда в строительных организациях

Для определения затрат труда в строительных организациях, выполняющих работу по обустройству нефтедобывающих предприятий, прежде всего устанавливают объем строительно-монтажных работ и удельные затраты труда на единицу производственных работ (на 1 млн. руб. строительно-монтажных работ).

Установлено, что удельный вес строительно-монтажных работ в общем объеме капитальных вложений в добычу нефти (без бурения) составляет в среднем 62,5%.

Общие затраты труда рабочих строительных организаций определяются произведением всего объема строительно-монтажных работ на удельные затраты труда на 1 млн. руб. этих работ.

Затраты труда инженерно-технического и управленческого персонала, занятого строительством промысловых объектов, определяются произведением соответствующих затрат труда рабочих на коэффициент 0,11.

Общие затраты по варианту разработки нефтяного месторождения определяются как сумма затрат труда рабочих и инженерно-технического и управленческого персонала.

§ 3. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Основные экономические показатели

Основные показатели, которые используют для экономической оценки вариантов схемы или проекта разработки: капитальные вложения, эксплуатационные и приведенные затраты.

Капитальные вложения в разработку нефтяных месторождений характеризуются основными направлениями работ, приведенными в табл. XVIII.1. Перечень капитальных вложений может быть дополнен, исходя из специфических условий разработки того или иного нефтяного месторождения. Так, например, следует учитывать строительство морских эстакад, приобретение специальных плавучих средств и т. п.

Капитальные вложения по отдельным направлениям работ

Вид работы	Объект
Бурение скважин	Эксплуатационные, нагнетательные, контрольные и другие скважины
Промысловое обустройство	
1. Обустройство скважин:	
а) фонтанной	Приустьевая площадка, передвижные мостки, трубопровод для сброса парафина. Емкость для парафина и нефти, фундамент под ремонтный агрегат, лубрикаторная площадка, устьевая арматура, насосно-компрессорные трубы и т. п.
б) скважины, оборудованной центробежным электронасосом	То же, что и в п. а, комплект центробежной электропогружной установки (насос, двигатель, станция управления, кабель)
в) скважины, оборудованной станком-качалкой	Приустьевая площадка, передвижные мостки, трубопровод для сброса парафина или нефти, фундамент под ремонтный агрегат и станок-качалку, устьевая арматура, насосно-компрессорные трубы, станок-качалка, электродвигатель к станку-качалке, вставные насосы, штанги
2. Комплекс сооружений по внутрипромысловому сбору и транспорту нефти и газа:	Выкидные линии, замерные установки, коллекторы однострубногo транспорта нефти и газа, сепарационные установки
а) напорная система сбора нефти и газа с сепарацией продукции скважин на участках (совместный сбор обводненной и безводной нефти)	Перемычки к коллекторам, напорные нефтепроводы, линии электропередачи для эксплуатации насосных скважин, трансформаторные подстанции, подъездные автодороги
б) напорная система сбора нефти и газа с сепарацией продукции скважин на участках (раздельный сбор обводненной и безводной нефти)	То же, что и в п. а
в) напорная однострубая система сбора нефти и газа	Выкидные линии, замерные установки, коллекторы однострубногo транспорта нефти и газа, сепарационные установки, линии электропередачи для эксплуатации насосных скважин, трансформаторные подстанции, подъездные автодороги
г) резервуарные парки	Резервуары, внутриплощадочные трубопроводы, пункт управления, контроль и автоматика, противопожарная водонасосная и т. п.
3. Подготовка нефти	Производственный корпус, реагентное хозяйство, площадка печей, емкости для деэмульгаторов, водопроводы, канализация, теплосети, котельные, электросети, площадка технологической аппаратуры, узел горячей сепарации и т. п.

Вид работы	Объект
Обустройство цехов поддержания пластового давления а) заводнение б) тепловые методы Прочее обустройство	Водоводы, кустовые насосные станции, водораспределительные пункты (ВРП), водоводы от кустовых станций до ВРП, разводящие высоконапорные водоводы к нагнетательным скважинам, обустройство нагнетательных скважин, линии электропередачи, трансформаторные подстанции, подъездные автодороги Компрессорные станции, парогенераторные установки, оборудование для розжига, воздухопроводы, паропроводы и т. п. Энергетика, производственные базы, очистные сооружения, дороги и т. п.

При определении размера капитальных вложений и эксплуатационных затрат по отдельным вариантам разработки нефтяных месторождений необходимо в качестве укрупненных показателей пользоваться соответствующими нормативами.

Эксплуатационные затраты в разработку нефтяного месторождения определяются в соответствии с элементами затрат, предусмотренными в калькуляции себестоимости добычи нефти.

Приведенные затраты по каждому варианту представляют собой сумму текущих затрат (себестоимости) и капитальных вложений, приведенных к одинаковой размерности в соответствии с установленным нормативным коэффициентом эффективности.

Экономические показатели (капитальные вложения и эксплуатационные расходы) рассчитывают по элементам затрат в соответствии с принятыми по каждому варианту разработки технологическими показателями.

Основные виды капитальных вложений в разработку нефтяного месторождения показаны в табл. XVIII.1.

Капитальные вложения в бурение скважин

Капитальные затраты при бурении эксплуатационных, нагнетательных и контрольных скважин определяются на основе запроектированного по вариантам числа скважин и сметной стоимости бурения одной типовой скважины. Средняя стоимость строительства скважин на месторождении зависит от глубины и конструкции, уровня развития техники и технологии бурения, геологических условий бурения и обустроенности района, а для нагнетательной скважины, кроме перечисленного, еще и от стоимости ее освоения.

При определении капитальных затрат на бурение скважин следует учитывать, что средний срок жизни скважин в большинстве осуществляемых проектов разработки в зависимости от расположения ряда скважин относительно контура нефтеносности и от других причин колеблется от 15 до 25 лет. Иногда при более длительной разработке залежи возникает необходимость проводки скважин — дублеров.

Капитальные вложения на бурение эксплуатационных скважин

$$K_d = K'_d n_d, \quad (\text{XVIII.5})$$

где K'_d — стоимость одной эксплуатационной скважины в тыс. руб.; n_d — число эксплуатационных скважин.

Капитальные вложения в бурение нагнетательных скважин

$$K_n = K'_n n_n, \quad (\text{XVIII.6})$$

где K'_n — стоимость одной нагнетательной скважины в тыс. руб.; n_n — число нагнетательных скважин.

Нормативы K'_d и K'_n рассчитываются в зависимости от скорости проходки скважин и их глубины. В стоимость нагнетательных скважин включаются и дополнительные затраты на освоение скважин под закачку воды.

Капитальные вложения в обустройство нефтедобывающих предприятий

Обустройство нефтедобывающих предприятий — один из наиболее капиталоемких и трудоемких процессов в нефтедобывающей промышленности. Затраты на это составляют значительную часть средств, выделяемых на капитальные вложения в нефтедобывающей промышленности.

В капитальные вложения по обустройству входят затраты на сооружение всех объектов закрытой эксплуатации, сбора, перекачки и хранения нефти, механической мастерской, энергохозяйства, приобретение энергосилового и производственного оборудования и транспортных средств.

Для определения объема капитального строительства выработаны нормативы. Расчет капитальных вложений по этим нормативам ведется по следующим направлениям: 1) оборудование скважин; 2) нефтесборные сети; 3) нефтесборные парки; 4) деэмульсионные установки; 5) прочее обустройство.

К оборудованию скважин относятся: полувышки, мерники, сепараторы, устьевая арматура, обвязка устья скважины с сепаратором и мерником, станки-качалки, штанги, насосно-компрессорные трубы, комплекты погружных электронасосов, депарафинизаторы, будки для двигателей, насосы откачки и другое оборудование. Эта часть обустройства только при значительном изменении глубины скважины может изменяться, а в основном она зависит от числа скважин на залежи.

Расчеты показали, что стоимость оборудования скважины зависит от способа эксплуатации. Так, оборудование фонтанной скважины обходится дешевле, чем глубиннонасосной, а последней — дешевле, чем скважины, работающей на погружном электронасосе.

Оборудование эксплуатационных скважин

$$K_{об} = K_{об}^* n_э, \quad (XVIII.7)$$

где $K'_{об}$ — стоимость оборудования одной эксплуатационной скважины в тыс. руб.

Норматив $K'_{об}$ рассчитывается для соответствующего способа эксплуатации, глубины скважины и ее производительности.

Стоимость оборудования нагнетательных скважин входит в комплекс сооружений по ППД.

Стоимость нефтесборных сетей (выкидных линий и нефтеколлекторов) составляют значительную долю от общей стоимости обустройства нефтедобывающего предприятия.

В стоимость нефтесборных парков включается стоимость здания нефтепарка и участков пунктов сбора, резервуаров, нефтеловушек, всевозможных ограждений, внутренних коммуникаций (нефтеколлекторов, водопроводов, паровых линий), оборудования нефтепарка и участков пунктов сбора нефти.

Стоимость нефтепарков зависит от общего объема установленных резервуаров: чем больше объем резервуаров, тем выше стоимость нефтепарков.

Капитальные вложения в строительство деэмульсационных установок определяются на основе типа принимаемой к сооружению деэмульсационной установки и количества жидкости, направляемой на деэмульсацию.

К средствам, входящим в состав прочего обустройства, относятся: здание и оборудование механических мастерских, электроцехи, цехи обработки скважин, подготовительных групп, конторы промысла, гараж, стоимость низковольтных сетей.

Комплекс сооружений по внутрипромысловому сбору и транспорту нефти (без резервуарных парков)

$$K_T = K'_T K_F K_p K_\phi n_э, \quad (XVIII.8)$$

где K'_T — капитальные вложения в сбор и транспорт нефти, приходящиеся на одну эксплуатационную скважину, в тыс. руб.; K_F , K_p , K_ϕ — поправочные коэффициенты на сетку размещения скважин, давление на буфере, газовый фактор K_ϕ соответственно.

Норматив K'_T рассчитывается для определенной напорной системы сбора нефти и газа (совместный сбор обводненной и безводной нефти, отдельный сбор обводненной и безводной нефти, однотрубная система сбора нефти и газа) в зависимости от производительности скважин.

Капитальные вложения в резервуарные парки

$$K_{\text{рез}} = K'_{\text{рез}} V n_p, \quad (\text{XVIII.9})$$

где $K'_{\text{рез}}$ — капитальные вложения в резервуарные парки, приходящиеся на 1 м^3 емкости нефтепарка, в руб.; V — емкость нефтепарка в тыс. м^3 ; n_p — число резервуарных парков.

Норматив $K'_{\text{рез}}$ определяется для парков различной мощности (2000 м^3 , 5000 м^3 и т. д.). Число парков n_p зависит от добычи нефти по объекту за пять суток и от емкости нефтепарка.

Капитальные вложения на сооружения для подготовки нефти

$$K_{\text{п}} = K'_{\text{п}} Q_{\text{ж}}, \quad (\text{XVIII.10})$$

где $K'_{\text{п}}$ — капитальные вложения в подготовку нефти, приходящиеся на 1 т годовой производительности деэмульсационной установки по нефти (жидкости), в руб.; $Q_{\text{ж}}$ — среднегодовая добыча нефти (жидкости) по месторождению в тыс. т.

Норматив $K'_{\text{п}}$ определяется на основе типа применяемой к сооружению деэмульсационной установки (термохимического обезвоживания и обессоливания нефти) и количества нефти (жидкости), направляемой на деэмульсацию.

Результаты расчетов капитальных вложений по отдельным направлениям нефтепромыслового обустройства для удобства дальнейшего пользования сводятся в таблицу.

Капитальные вложения в обустройство цехов ППД

Капитальные вложения в обустройство цехов ППД состоят из затрат на строительство водозаборных сооружений, станции водоподъема магистрального водовода, кустовых насосных станций, разводящих водоводов, зданий, различных сооружений, на приобретение оборудования скважин, энергосилового оборудования и транспортных средств.

Стоимость магистральных и разводящих водоводов находится в определенной зависимости от количества закачиваемой воды, приходящейся на 1 км линии нагнетания. Чем больше объем закачиваемой воды, тем больше диаметр водоводов и тем больше их стоимость.

Стоимость прочих основных средств цеха заводнения (зданий, лабораторий, транспортных средств, оборудования скважин, инвентаря) рассчитывается применительно к разрабатываемому месторождению.

Капитальные вложения в обустройство цеха ППД

$$K_{\text{зав}} = K'_{\text{зав}} K_{\text{Ф}} K_{\text{Р}} K_{\text{н}} n_{\text{п}}, \quad (\text{XVIII.11})$$

где $K'_{зав}$ — капитальные вложения в обустройство цеха ППД, приходящиеся на одну нагнетательную скважину¹, в тыс. руб.; K_F, K_p, K_h — поправочные коэффициенты на сетку размещения скважин, давление нагнетания, глубину нагнетательных скважин соответственно.

Норматив $K'_{зав}$ определяется для соответствующих источников заводнения в зависимости от расхода воды за сутки на одну нагнетательную скважину.

Капитальные вложения на сооружение объектов теплового воздействия на пласт:

а) паротепловое воздействие на пласт

$$K_{пв} = K_{пу} + K_{пп}L_{п}, \quad (\text{XVIII.12})$$

где $K_{пв}$ — капитальные вложения в объекты по производству и закачке пара в тыс. руб.; $K_{пу}$ — капитальные вложения в парогенераторные установки в тыс. руб.; $K_{пп}$ — капитальные вложения на 1 км паропровода в тыс. руб.; $L_{п}$ — протяженность паропровода в м.

Объем капитальных вложений в парогенераторные установки определяется в зависимости от их производительности и давления нагнетания. Норматив $K_{пп}$ определяется в зависимости от давления закачки и условного диаметра паропровода;

б) внутрипластовое горение

$$K_{вг} = K_{кс} + K'_{рп}n_y + K'_вL_в, \quad (\text{XVIII.13})$$

где $K_{кс}$ — капитальные вложения в строительство компрессорных станций в тыс. руб.; $K'_{рп}$ — стоимость одного комплекта оборудования для розжига пласта в тыс. руб.; n_y — число участков горения; $K'_в$ — капитальные вложения на 1 км воздухопровода в тыс. руб.; $L_в$ — протяженность воздухопровода в м.

Объем капитальных вложений в компрессорные станции $K_{кс}$ определяется в зависимости от расхода воздуха за сутки и давления нагнетания.

Объем капитальных вложений в оборудование для розжига пласта $K_{рп}$ определяется в зависимости от очередности ввода участков горения (один участок не менее 30 нагнетательных скважин).

Норматив $K'_в$ определяется в зависимости от давления закачки и условного диаметра воздухопровода.

Капитальные вложения в прочее обустройство:

а) энергоснабжение промысла

$$K_{эс} = K'_{эс}n_э, \quad (\text{XVIII.14})$$

где $K'_{эс}$ — капитальные вложения на энергетические расходы, приходящиеся на одну эксплуатационную скважину, в тыс. руб.;

¹ Для сетки скважин 30 га, глубины скважин 2000 м и давления нагнетания 10 МПа.

б) механоремонтные и производственные базы

$$K_{\Pi} = K'_M n_{\Sigma}, \quad (\text{XVIII.15})$$

где K'_M — капитальные вложения в базы, приходящиеся на одну эксплуатационную скважину, в тыс. руб.;

в) сооружения по очистке нефтепромысловых сточных вод

$$K_{\text{оч}} = K'_{\text{оч}} Q_c, \quad (\text{XVIII.16})$$

где $K'_{\text{оч}}$ — капитальные вложения в объекты очистных сооружений, приходящиеся на 1 м^3 суточной производительности системы в руб.; Q_c — производительность системы в $\text{м}^3/\text{сут}$.

Суточная производительность системы по вариантам разработки определяется как разность между суточным отбором жидкости и нефти;

г) промышленные автодороги

$$K_d = K'_d L_d, \quad (\text{XVIII.17})$$

где K'_d — стоимость строительства 1 км дороги в тыс. руб.; L_d — протяженность дорог в км.

Норматив K'_d определяется в зависимости от категории рельефа местности, категории дорог и типа покрытия проезжей части.

Общий объем капитальных вложений по вариантам разработки определяется суммированием объемов капитальных вложений в перечисленные виды работ.

Промышленное обустройство района

Затраты на промышленное обустройство района (жилищное и культурно-бытовое строительство, дорожное строительство, водоснабжение и канализация) по существу не зависят от характера проектирования и почти неизменны для всех вариантов разработки.

Определение общих капитальных вложений и их эффективности

При определении капитальных вложений по различным направлениям, а следовательно, и общих капитальных вложений должны учитываться индивидуальные особенности и технико-экономические показатели каждого месторождения в отдельности.

Зная капитальные вложения на весь объем работ по каждому варианту разработки, можно определить эффективность этих вложений, т. е. определяют капитальные вложения на 1 т среднегодовой добычи нефти и на 1 т извлекаемых запасов. Первый показатель находится путем деления объема капитальных вложений на количество добываемой по данному варианту нефти (в среднем) за год, второй — путем деления объема капитальных вложений на количество добываемой нефти за весь срок разработки.

Эффективность капитальных вложений определяется в процентах как обратная величина времени окупаемости. Если, например, время окупаемости 20 лет, то эффективность капитальных вложений будет $\frac{1}{20} \cdot 100 = 5\%$.

§ 4. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ И ПРИВЕДЕННЫЕ ЗАТРАТЫ

Расчет текущих затрат

Все расходы, связанные с добычей нефти и газа, составляют эксплуатационные затраты. Они определяют себестоимость добычи нефти, включающую:

- 1) энергетические затраты;
- 2) заработную плату производственного персонала и отчисления на специальное страхование;
- 3) амортизацию;
- 4) расходы по текущему ремонту основных средств;
- 5) расходы по увеличению отдачи пласта (включая затраты на поддержание пластового давления);
- 6) расходы на деэмульсацию нефти;
- 7) расходы по перекачке и хранению нефти;
- 8) расходы по сбору и транспорту газа;
- 9) цеховые расходы;
- 10) общепромысловые расходы;
- 11) расходы, связанные с оплатой за нефть, полученную от буровых или геологоразведочных организаций;
- 12) внепроизводственные расходы.

Расходы в разрезе первых 11 статей затрат составляют промышленную себестоимость нефти, а расходы в объеме 12 статей затрат — полную себестоимость (промышленную) добычи нефти. В перечисленные статьи затрат не вошли внепромысловые расходы, численная величина которых не имеет непосредственного отношения к проектируемой системе разработки месторождения.

Все эксплуатационные затраты в зависимости от особенностей влияния на них технологических факторов разработки объединяются в группы:

- 1) затраты на обслуживание эксплуатационных скважин, зависящие от их количества (заработная плата производственного персонала, отчисления на социальное страхование, расходы на текущий ремонт основных средств, цеховые расходы);
- 2) затраты, зависящие от уровня текущей добычи нефти (жидкости), — расходы по перекачке и хранению нефти;
- 3) затраты на деэмульсацию нефти, зависящие от уровня текущей добычи нефти (жидкости);
- 4) затраты на ППД, зависящие от числа нагнетательных скважин и объема нагнетаемой воды;
- 5) затраты, связанные с эксплуатацией скважин механизированным способом (энергетические затраты);

6) амортизация скважин и прочих основных средств;

7) общепромысловые расходы, зависящие от числа эксплуатационных скважин;

8) затраты, связанные с тепловым воздействием на пласт, зависящие от объема нагнетаемого агента (пар, воздух).

1. Эксплуатационные затраты на обслуживание скважин

$$C_{об} = C'_{об} n_{э} \Gamma, \quad (\text{XVIII.18})$$

где $C'_{об}$ — стоимость обслуживания одной скважины в год в тыс. руб.; $n_{э} \Gamma$ — скважино-годы эксплуатации за рассматриваемый срок разработки.

Скважино-годы эксплуатации определяются умножением среднегодового числа эксплуатационных скважин в данном периоде на число лет рассматриваемого периода разработки.

2. Эксплуатационные затраты на перекачку и хранение нефти

$$C_{пер} = C'_{пер} Q_{ж}, \quad (\text{XVIII.19})$$

где $C'_{пер}$ — затраты на перекачку и хранение нефти, приходящиеся на 1 т жидкости в год, в руб.; $Q_{ж}$ — добыча жидкости за рассматриваемый срок разработки в тыс. т.

3. Эксплуатационные затраты на деэмульсацию нефти

$$C_{дм} = C'_{дм} Q_{ж}, \quad (\text{XVIII.20})$$

где $C'_{дм}$ — затраты на деэмульсацию нефти, приходящиеся на 1 т среднегодовой добычи нефти (жидкости), в руб.

4. Эксплуатационные затраты на ППД (без электроэнергии и амортизации)

$$C_{пд} = C'_{пд} n_{п}, \quad (\text{XVIII.21})$$

где $C'_{пд}$ — затраты на заводнение, приходящиеся на одну нагнетательную скважину в год, в тыс. руб.; $n_{п}$ — число нагнетательных скважин.

5. Эксплуатационные затраты на электроэнергию

а) при механизированном способе эксплуатации:

$$C_{н} = C'_{н} Q_{ж}, \quad (\text{XVIII.22})$$

где $C'_{н}$ — стоимость 1 кВт/ч электроэнергии в руб.; $Q_{ж}$ — объем жидкости, добываемой насосами, за рассматриваемый срок разработки в тыс. т;

б) на закачку воды:

$$C_{зав} = T_c \mathcal{E}'_s Q_v, \quad (\text{XVIII.23})$$

где T_c — стоимость 1 кВт/ч электроэнергии в руб.; \mathcal{E}'_s — удельный расход электроэнергии на 1 м³ закачиваемой воды в кВт/ч на 1 м³; Q_v — объем закачиваемой воды.

Для определения затрат по группе 1 надо знать затраты на обслуживание одной скважины в год, продолжительность этапов,

число НГДУ (обычно устанавливаемого опытным путем) и число скважин на НГДУ.

Затраты, зависящие от текущей добычи нефти и срока разработки месторождения (группа 2), включают расходы на перекачку от мерников и емкостей участков (бригад по добыче нефти) до емкостей товарной конторы и расходы на хранение нефти.

Объем затрат на перекачку и хранение нефти за весь срок разработки месторождения определяется суммированием поэтапных расходов и зависит от продолжительности разработки месторождения и уровня среднегодовой добычи нефти. Чем короче срок разработки и чем, следовательно, выше уровень текущей добычи нефти, тем ниже будут издержки на перекачку нефти. Определяется общий объем затрат суммированием поэтапных расходов.

Затраты на деэмульсацию нефти (группа 3) различные. Они зависят от количества жидкости, направляемой на деэмульсацию, с учетом конкретных условий эксплуатации месторождения.

Затраты на поддержание пластового давления (группа 4) зависят от применяемой системы водоподготовки и водоочистки. Сюда включаются эксплуатационные затраты на закачку воды, в которые входят: заработная плата — основная, дополнительная с начислением на социальное страхование бригад по обслуживанию нагнетательных скважин, а также бригад по обработке скважин соляной кислотой, торпедированию, гидроразрыву, стоимость воды, стоимость электроэнергии, амортизация нагнетательных скважин и прочих основных средств, материалы, услуги и другие расходы. Затраты по этой группе определяются вначале поэтапно, а затем путем суммирования за весь срок разработки.

Результаты расчетов по определению текущих издержек в добыче нефти сводят в таблицу.

Расчет амортизационных отчислений

Отчисления на амортизацию скважин составляют большую долю эксплуатационных затрат (50% и более себестоимости добычи нефти). Амортизационные отчисления определяются за весь срок разработки и за отдельные ее этапы по нормам, принятым в проекте. Складываются они из отчислений на погашение первоначальной стоимости скважин и отчислений на капитальный ремонт скважин. Отчисление на погашение первоначальной стоимости скважин (эксплуатационных, нагнетательных и контрольных) за весь срок разработки определяется путем отнесения всей стоимости скважин на добытую нефть.

1. Амортизационные отчисления на восстановление и капитальный ремонт:

а) эксплуатационных и нагнетательных скважин

$$C_a = G_a (K_d + K_n), \quad (\text{XVIII.24})$$

где G_a — годовая норма амортизационных отчислений на восста-

новление и капитальный ремонт; K_d , K_n — капитальные вложения в бурение эксплуатационных и нагнетательных скважин в тыс. руб.;

б) оборудование скважин

$$C_o = \Gamma_o K_{об}, \quad (\text{XVIII.25})$$

где Γ_o — годовая норма амортизационных отчислений на восстановление и капитальный ремонт оборудования скважин; $K_{об}$ — капитальные вложения и оборудование скважин в тыс. руб.

При определении экономических показателей за весь срок разработки месторождения вложения на амортизацию эксплуатационных и нагнетательных скважин и оборудования принимаются равными капитальным вложениям в бурение и оборудование.

2. Общепромысловые расходы

$$C_{общ} = C'_{общ} n_s \Gamma, \quad (\text{XVIII.26})$$

где $C'_{общ}$ — общепромысловые расходы, приходящиеся на одну эксплуатационную скважину в год, в тыс. руб.; $n_s \Gamma$ — число скважино-лет эксплуатации за рассматриваемый срок разработки.

3. Затраты при условии теплового воздействия на пласт: на закачку пара

$$C_n = C'_n Q_n, \quad (\text{XVIII.27})$$

где C'_n — себестоимость 1 т пара в руб.; Q_n — объем закачиваемого пара за рассматриваемый срок разработки в тыс. т.

Амортизация паропроводов

$$A_n = \Gamma_{он} K_n, \quad (\text{XVIII.28})$$

где $\Gamma_{он}$ — годовая норма амортизационных отчислений на восстановление и капитальный ремонт паропроводов; K_n — капитальные вложения в паропроводы в тыс. руб.

При закачке воздуха в пласт

$$C_{зв} = C_v + A_v + A_{рп}, \quad (\text{XVIII.29})$$

где C_v — эксплуатационные затраты на сжатие воздуха в тыс. руб.; A_v — амортизационные отчисления (на восстановление и капитальный ремонт) от стоимости воздухопроводов в тыс. руб.; $A_{рп}$ — амортизационные отчисления (на восстановление и капитальный ремонт) от стоимости оборудования для розжига пласта в тыс. руб.

Эксплуатационные затраты на сжатие воздуха определяются в зависимости от среднесуточного расхода воздуха и давления нагнетания для определенного типа компрессорных станций (с электроприводом, с газомоторным приводом).

Амортизационные отчисления рассчитываются в соответствии с годовой нормой амортизационных отчислений на восстановление и капитальный ремонт, на воздухопроводы и оборудование для розжига пласта.

При определении экономических показателей за весь срок разработки затраты на амортизацию паропроводов и воздухопроводов принимаются равными капитальным вложениям плюс отчисления на капитальный ремонт.

Общий объем эксплуатационных затрат по вариантам разработки определяется путем суммирования перечисленных видов расходов.

При определении объемов капитальных вложений и эксплуатационных затрат по направлениям работ по проектируемому объекту следует учитывать состояние промыслового хозяйства на других объектах данного района.

Так, если рассматриваемое месторождение расположено в новой неосвоенной еще местности, капитальные вложения и эксплуатационные затраты рассчитываются полностью. В условиях же обустроенного нефтяного района эти затраты следует определять с учетом использования созданных ранее производственных мощностей.

Под амортизацией прочих основных средств понимается амортизация оборудования, установленного на скважинах (фонтанная, компрессорная и насосная арматура, станки-качалки, трубы, штанги, мерники, трапы, выкидные линии), а также амортизация передаточных устройств, энергосилового и производственного оборудования, транспортных средств, зданий и сооружений.

За весь срок разработки месторождения сумма амортизационных отчислений прочих основных средств приравнивается к стоимости их, т. е. к капитальным вложениям в обустройство нефтедобывающих предприятий и цехов ППД.

Результаты всех расчетов по определению амортизационных отчислений сводят в таблицу.

Расчет себестоимости добычи нефти

Из всех экономических показателей, характеризующих рациональность вариантов разработки, себестоимость добычи нефти имеет первостепенное значение, так как она включает все расходы по добыче нефти.

Определив текущие издержки и затраты на амортизацию скважин и прочих основных средств, путем сложения их значений находят полные эксплуатационные затраты. Зная эксплуатационные затраты, находят себестоимость добычи нефти (часть общественных издержек производства) по этапам разработки и в целом за весь срок разработки месторождения. Для этого делят общие эксплуатационные затраты на количество добытой нефти.

Аналогичные расчеты проводят для всех вариантов разработки месторождения и в качестве рационального варианта выбирают по важнейшим показателям (добыча, срок разработки, себестоимость) наивыгоднейший.

Приведенные затраты

Приведенные затраты по вариантам определяются согласно типовой методике определения экономической эффективности капитальных вложений по формуле

$$C_{\text{пр}} = C + \varepsilon_n K_y, \quad (\text{XVIII.30})$$

где C — себестоимость добычи 1 т нефти, определяемая путем отношения суммированных эксплуатационных затрат на суммарную добычу нефти за период, в руб./т; K_y — удельные капитальные вложения в разработку (эксплуатационное бурение, промысловое обустройство), определяемые отношением общей суммы капитальных вложений к среднегодовой добыче нефти за период, в руб./т; ε_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

§ 5. УЧЕТ ЗАТРАТ НА РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

При обосновании планового задания по району или выравнивании технологических вариантов, различающихся между собой коэффициентами конечной нефтеотдачи, рассчитывают затраты на разведку, которые вводятся в экономическую оценку вариантов.

Объем капитальных вложений в разведочные работы (разведку) по вариантам оценивают по формуле ¹

$$K_{\text{разв}} = K'_{\text{разв}} \frac{s_{\text{нб}}}{s_{\text{нп}}} \omega_3, \quad (\text{XVIII.31})$$

где $K'_{\text{разв}}$ — стоимость 1 т прироста извлекаемых запасов нефти (отрасль, район) в руб.; $s_{\text{нб}}$ — конечная нефтеотдача по базисному варианту (наименьший); $s_{\text{нп}}$ — конечная нефтеотдача по сравниваемому варианту; ω_3 — извлекаемые запасы по вариантам в тыс. т;

Стоимость $K'_{\text{разв}}$ определяют по сметным данным на строительство разведочных скважин (при отсутствии смет — по кривым зависимости фактических затрат на разведочное бурение в районе от глубины скважин), приведенным к 1 т прироста извлекаемых запасов.

Удельные капитальные вложения в разведку по вариантам рассчитывают отнесением суммарных капитальных вложений в разведочные работы $K_{\text{разв}}$ на среднегодовую добычу нефти по вариантам за рассматриваемый период разработки $K_{\text{уд разв}}$.

Для оценки вариантов с воздействием на пласт, в результате чего повышается конечная нефтеотдача, принимаются удельные капитальные вложения как при расчете вложений в добычу по варианту, так и для извлечения дополнительной нефти, рассчитанной при выравнивании вариантов по продукции.

¹ В базисном варианте $s_{\text{нб}}/s_{\text{нп}} = 1$.

При решении отраслевой задачи — определения планового задания по добыче нефти на район — указанная зависимость используется для расчета капитальных вложений в разведку $K_{\text{разв}}$ по району и для скважин разных глубин, предусмотренных в перспективном плане района или по фактическим данным по нему за истекшие 10 лет.

Удельные капитальные вложения K'_y после выравнивания вариантов по продукции и срокам разработки определяют следующим образом:

$$K'_y = \frac{\sum K + \sum \Delta K}{Q_{\text{ср}}} \quad (\text{XVIII.32})$$

или с учетом фактора времени

$$K'_y = \frac{\sum K + \sum \Delta K K_{\text{п}}}{Q_{\text{ср}}} \quad (\text{XVIII.33})$$

где $\sum K$ — суммарные капитальные вложения в разведку и разработку по вариантам в млн. руб.; $Q_{\text{ср}}$ — среднегодовой уровень добычи нефти, выравненный для всех вариантов; $\sum \Delta K$ — дополнительные суммарные капитальные вложения в разведку, необходимые для выравнивания вариантов по продукции и сроку разработки, в млн. руб.; $K_{\text{п}}$ — коэффициент приведения затрат к первому году разработки, равный 0,08 (согласно типовой методике).

Себестоимость добычи нефти в этом случае определяется аналогичным образом:

$$c' = \frac{\sum U + \sum \Delta U}{\sum Q} \quad (\text{XVIII.34})$$

или с учетом фактора времени

$$c' = \frac{\sum U + \sum \Delta U K_{\text{п}}}{\sum Q} \quad (\text{XVIII.35})$$

где $\sum U$ — суммарные эксплуатационные затраты по сравниваемым вариантам в млн. руб.; $\sum \Delta U$ — дополнительные эксплуатационные затраты, необходимые для выравнивания вариантов по продукции и периоду разработки, в млн. руб.; $\sum Q$ — суммарный объем добычи нефти, выравненный для всех вариантов.

Расчет экономических показателей целесообразно вести на ЭВМ в описанном порядке. Однако математическая формулировка задачи для расчета капитальных вложений на ЭВМ учитывает зависимость стоимости отдельных видов обустройства от технических показателей разработки. С этой целью по формуле, представляющей собой сумму всех капитальных вложений, необходимых на разбуривание и обустройство месторождения, производится оценка всех капитальных вложений.

Точно таким же образом ведутся расчеты эксплуатационных затрат, т. е. сохраняется та же методика расчета эксплуатационных затрат, кроме метода расчета амортизации скважин. Пишется зависимость суммы всех эксплуатационных затрат, связанных с добычей нефти на месторождении, которая затем решается на ЭВМ.

Расчет амортизации скважин ведется с учетом ввода их в эксплуатацию по участкам и рядам, исходя из 15-летнего срока амортизации. Таким образом, стоимость каждой скважины в течение 15 лет с момента вступления ее в эксплуатацию погашается в виде амортизации.

§ 6. ОЦЕНКА СРАВНИТЕЛЬНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

Порядок определения экономических показателей разработки нефтяных месторождений с учетом неоднородности пластов сохраняется в общем виде так же, как и для однородного пласта. В экономические расчеты дополнительно вводят показатели, характеризующие изменения в нефтедобыче по вариантам с выяснением преимуществ или потерь, зависящих от неоднородности коллектора, а также показатели, предназначенные для определения очередности бурения скважин резервного фонда на пропущенные воздействием участки (линзы) неоднородного пласта.

Для этой цели необходимо пользоваться максимально допустимыми (предельными) значениями экономических показателей, принятых в качестве замыкающих затрат.

Основными показателями, позволяющими определить сравнительную экономическую эффективность вариантов разработки нефтяного месторождения в условиях неоднородности коллектора, являются:

- а) суммарная и среднегодовая добыча нефти;
- б) общие и удельные капиталовложения в разработку нефтяного месторождения;
- в) себестоимость добычи нефти, предельные уровни себестоимости;
- г) приведенные затраты, прибыль;
- д) коэффициенты текущей и конечной нефтедобычи пластов.

Показатели (а—д) рассчитываются и анализируются по необходимости — по годам, по стадиям, за основной период и за весь срок разработки, а также для увязки с перспективными планами — за первые 15—30 лет.

Определение экономических показателей разработки нефтяного месторождения производится в соответствии с проектируемыми уровнями технологических показателей по вариантам и при использовании специальных нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, поставленных в зависимость от

факторов разработки (сетка скважин, объем добычи нефти и жидкости, нагнетания воды и т. д.).

При разработке нефтяных месторождений капитальные вложения направляются в строительство следующих объектов:

а) нефтяные и нагнетательные скважины (включая их обустройство);

б) нефтесборные сетки, нефтепарки и деэмульсационные установки;

Таблица XVIII.2

Порядок расчета капитальных вложений

№ п/п	Направления капитальных вложений	Формулы для расчетов	Обозначение
1	Бурение эксплуатационных скважин	$K_1 = C_1 n_3$	C_1 — стоимость строительства одной эксплуатационной скважины; n_3 — число эксплуатационных скважин
2	Бурение нагнетательных скважин	$K_2 = C_2 n_n$	C_2 — стоимость строительства одной нагнетательной скважины; n_n — число нагнетательных скважин
3	Оборудование эксплуатационных скважин	$K_3 = C_3 n_n$	C_3 — стоимость оборудования одной эксплуатационной скважины
4	Нефтяные коллекторы и выкидные линии	$K_4 = a_1 g b_1 \times (a_2 + b_2 F) n_n$	F — свободная площадь на одну скважину, a_1, a_2, b_1, b_2 — эмпирические коэффициенты
5	Нефтесборные парки	$K_5 = Q_3 Q_{b_3 \text{ сум}}$	Q_m — добыча нефти в тыс. м ³ /сут $a_3 b_3$ — эмпирические коэффициенты
6	Деэмульсационные установки	Капитальные вложения зависят от объема деэмульсированной жидкости и типа установок	
7	Прочее обустройство	$K_7 = C_7 n_1$	C_7 — стоимость прочего обустройства, приходящаяся на одну эксплуатационную скважину
8	Водозаборные сооружения	$K_8 = a_4 Q_{в \text{ max}}$	$Q_{в \text{ max}}$ — максимальная текущая закачка воды; a_4 — эмпирический коэффициент
9	Энерготепловое оборудование	$K_9 = a_5 Q_{в \text{ max}}$	a_5 — эмпирический коэффициент
10	Прочее обустройство цеха ППД	$K_{10} = n_n C_n$	C_n — прочее обустройство, приходящееся на одну нагнетательную скважину

Порядок расчета эксплуатационных затрат

№ п/п	Наименование эксплуатационных затрат	Формула для расчетов	Обозначения
1	Амортизация нефтяных скважин	$Z_1 = \frac{M_1 C_1}{15}$	M_1 и M_2 — скважино-годы числившиеся
2	Амортизация нагнетательных скважин	$Z_2 = \frac{M_2 C_2}{15}$	
3	Амортизация оборудования нефтяных скважин	$Z_3 = \frac{M_1 C_3}{P}$	P — срок амортизации оборудования скважин в годах
4	Капитальный ремонт нефтяных скважин	$Z_4 = M_1 \frac{n_1}{100} C_1$	n_1 — процент, начисленный на капитальный ремонт скважин
5	Капитальный ремонт нагнетательных скважин	$Z_5 = M_2 \frac{n_1}{100} C_2$	
6	Капитальный ремонт оборудования	$Z_6 = M_1 \frac{n_2}{100} C_3$	n_2 — процент, начисленный на капитальный ремонт оборудования скважин
7	Обслуживание нефтяных скважин	$Z_7 = \sum_{i=1}^t a_1 n_i^{b_1}$	n_i — число скважин на промысле в i -м году a_1, b_1 — эмпирические коэффициенты
8	Затраты на ППД (без амортизации и капитального ремонта нагнетательных скважин и электроэнергии)	$Z_8 = \sum_{i=1}^t a_2 n_{ni}^{b_2}$	n_{ni} — число нагнетательных скважин в i -м году a_2, b_2 — эмпирические коэффициенты
9	Перекачка и хранение нефти	$Z_9 = \sum_{i=1}^t a_3 Q_i^{b_3}$	Q_i — добыча жидкости в i -м году a_3, b_3 — эмпирические коэффициенты
10	Деэмульсация нефти	$Z_{10} = \sum_{i=1}^t Q_{ji} D$	Q_{ji} — добыча жидкости в i -м году D — затраты на деэмульсацию 1 тонны нефти
11	Общепромысловые расходы	$Z_{11} = \sum_{i=1}^t a_4 n_i^{b_4}$	a_4, b_4 — эмпирические коэффициенты

в) водосборные сооружения и разводящие магистральные водоводы;

г) энергосиловое оборудование;

д) прочее обустройство промыслов и цехов ППД.

Эксплуатационные расходы в разработку нефтяного месторождения слагаются из:

а) амортизации нефтяных и нагнетательных скважин;

б) амортизации оборудования нефтяных и нагнетательных скважин;

в) капитального ремонта нефтяных и нагнетательных скважин;

г) капитального ремонта оборудования скважин;

д) затрат на обслуживание скважин;

е) затрат по перекачке, хранению и деэмульсации нефти;

ж) энергетических затрат;

з) общепромысловых расходов.

Методика расчета капитальных вложений по направлениям осуществляется в порядке и по форме, приведенным в табл. XVIII.2.

Методика расчета эксплуатационных затрат осуществляется в порядке и по формулам, приведенным в табл. XVIII.3.

Капитальные вложения в строительство разводящих магистральных водоводов и на приобретение погружных электронасосов, а также эксплуатационные расходы, связанные с амортизацией этих насосов и потреблением электроэнергии при насосной эксплуатации скважин и на ППД, определяются по методике, предложенной ВНИИ.

Оценка вариантов разработки нефтяного месторождения осуществляется на основании анализа технико-экономических показателей разработки месторождения по вариантам — за основной период разработки, завершаемого достижением экономически допустимого минимального дебита скважин.

Г л а в а XIX

ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

§ 1. ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, УВЯЗКА ЕГО С ПЛАНОВЫМ ЗАДАНИЕМ

При выборе рационального варианта разработки определяют необходимый уровень добычи нефти (плановое задание на добычу нефти) и устанавливают вариант, который обеспечивает выполнение планового задания по добыче нефти с минимальными трудовыми и материальными затратами.

В плановом задании на проектирование системы разработки отражается годовая норма добычи нефти в ближайшие пять —

шесть лет и после полного ввода месторождения в эксплуатацию. Такое задание тесно увязывается с планом развития нефтяной промышленности в данном районе и в целом по стране. При этом следует учитывать, чтобы уровень добычи нефти на месторождении обеспечивал выполнение плана по району (в том числе и на ближайший год) планируемого периода (5—10 лет). Кроме того, в плановом задании должны учитываться данные о запасах, условия залегания нефтяных месторождений и производственные возможности современной технологии разработки. Чем ближе расположено нефтяное месторождение к потребителю, чем выше качество и дешевле ее добыча и переработка, тем (при одинаковых других условиях) может быть выше плановое задание.

Плановое задание на проектирование разработки месторождения должно исходить из необходимости обеспечения нефтью района с наименьшими капитальными и текущими издержками на разработку. Оно выдается проектной организации перед уточнением проекта разработки данного месторождения, но после представления предварительной схемы разработки, составленной на основании анализа возможных вариантов этой схемы.

При разработке крупных залежей плановое задание должно удовлетворять требованиям более длительного периода (10—20 лет). С целью установления экономически обоснованных пропорций в добыче нефти возникает необходимость в районировании добычи нефти. Установленную добычу нефти по районам (пластам) следует принять за основу при определении планового задания.

Выбранный вариант разработки месторождения должен обеспечить наиболее полное извлечение нефти. Экономические показатели его по производительности труда, эффективности вложений и себестоимости, обеспечивающие максимальную экономию в издержках разработки, транспорта и переработки нефти, должны быть высокими.

При сравнении вариантов разработки и выборе рационального может оказаться, что данный вариант по сравнению с другими наилучший по себестоимости добычи нефти и несколько худшим по эффективности использования капитальных вложений или по производительности труда. В этом случае для оценки экономической эффективности потребуются расчет экономии или убытка за счет увеличения или уменьшения таких показателей, как время окупаемости капитальных вложений, производительность труда и себестоимость добычи нефти и газа.

Экономия за счет уменьшения времени окупаемости ($t < t_{\text{баз}}$) или убыток за счет его увеличения (при $t > t_{\text{баз}}$) против сравнительного варианта, принятого за базисный, определится по формулам

$$Э_{\text{ум}} = K_{\text{об}} a_{\text{п}} (t_{\text{ок}} - t_{\text{баз}}), \quad (\text{XIX.1})$$

$$У_{\text{уб}} = K_{\text{об}} a_{\text{п}} (t_{\text{баз}} - t_{\text{ок}}) \bullet \quad (\text{XIX.2})$$

Здесь $\mathcal{E}_{\text{ум}}$ — экономия за счет уменьшения времени окупаемости по сравнению с экономией по варианту в руб.; $\mathcal{Y}_{\text{уб}}$ — убыток за счет увеличения времени окупаемости в руб.; $K_{\text{об}}$ — объем капитальных вложений в руб.; $t_{\text{ок}}$ — время окупаемости капитальных вложений по анализируемому варианту разработки; $t_{\text{баз}}$ — время окупаемости капитальных вложений по сравниваемому варианту или по месторождению, принятому за базисный, в годах.

Экономия или убыток за счет изменения производительности труда можно определить по формулам

$$\mathcal{E}_{\text{ув}} = \sum Q_{\text{нг}} C_{\text{ст}} (З - З_{\text{баз}}), \quad (\text{XIX.3})$$

$$\mathcal{Y}_{\text{ум}} = \sum Q_{\text{нг}} C_{\text{ст}} (З_{\text{баз}} - З). \quad (\text{XIX.4})$$

Здесь $\mathcal{E}_{\text{ув}}$ — экономия за счет увеличения производительности труда в руб.; $\mathcal{Y}_{\text{ум}}$ — убыток за счет уменьшения производительности труда в руб.; $\Sigma_{\text{нг}}$ — суммарная добыча нефти и газа в т; $C_{\text{ст}}$ — средняя ставка на одного человека по тарифу в руб.; $З$ — затраты труда по анализируемому варианту на 1 т добытой нефти в человеко-ч; $З_{\text{баз}}$ — затраты труда по сравниваемому варианту или месторождению на 1 т добытой нефти в человеко-ч.

Расчеты суммы экономии или убытка по себестоимости добычи нефти производят обычным путем.

Сравнивая полученные данные экономических расчетов по вариантам или с показателями другого месторождения, можно сделать вывод об экономической эффективности принятого варианта разработки. Окончательный вывод делается по данным геологических, технологических и экономических показателей.

Оптимальный метод выбора рационального варианта разработки путем сравнительного технико-экономического анализа рассмотренных вариантов в практике проектирования разработки нефтяных месторождений наиболее распространен. Часто такой подход приводит к недостаточно обоснованным решениям о выборе целесообразной системы разработки нефтяного месторождения. Задача становится в значительной степени неопределенной, так как не всегда получают варианты с минимальными себестоимостью и приведенными затратами.

Метод планирования эксперимента, наряду с методическими положениями типовой инструкции АН СССР, позволяет из рассматриваемых вариантов однозначно определить вариант, характеризующийся оптимальными условиями, например, при данной системе воздействия и плотности сетки скважин, обеспечивающий минимум приведенных затрат. Метод планирования эксперимента позволяет определить относительный оптимум решения задачи для рассмотренных вариантов разработки нефтяного месторождения.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Выбор рациональной системы разработки месторождения тесно связан с решением общих народнохозяйственных задач и может производиться на основе экономического районирования добычи нефти. Заданный объем добычи нефти при возможно большей экономии народнохозяйственных издержек распределяется по зонам и районам страны, а внутри зоны — по месторождениям, по пластам или отдельным площадям.

Каждая выделенная зона характеризуется своими параметрами (запасами, глубиной, проницаемостью, режимом и т. д.) и технико-экономическими показателями разработки при том или ином числе скважин и различной их плотности размещения. Поэтому задача заключается в том, чтобы установить наиболее рациональное распределение добычи по отдельным месторождениям, площадям, пластам.

В соответствии с показателями добычи и временем эксплуатации скважин при различном их числе и различной плотности размещения скважин оценивается экономическая эффективность разработки залежи с точки зрения себестоимости продукции, производительности труда и т. д.

Несомненно, каждое месторождение в зависимости от геолого-технических условий будет обладать отличной от других зависимостью себестоимости нефти от размера добычи.

При установлении объема добычи нефти по каждому месторождению следует исходить из предпосылки — все затраты по добыче нефти должны быть минимальными. Математически эта задача сводится к установлению условного минимума функции от нескольких переменных и решается методом неопределенных множителей Лагранжа.

Допустим, требуется распределить заданную плановую добычу нефти $Q_{пл}$ по n районам (промыслам или участкам). Тогда очевидно

$$Q_{пл} = Q_{1пл} + Q_{2пл} + \dots + Q_{nпл}, \quad (XIX.5)$$

$$Q_{пл}C_з = Q_{1пл}C_{1з} + Q_{2пл}C_{2з} + \dots + Q_{nпл}C_{nz}. \quad (XIX.6)$$

Здесь $Q_{1пл}, Q_{2пл}, \dots, Q_{nпл}$ — добыча по отдельным месторождениям за тот же период времени, что и $Q_{пл}$; $C_з$ — себестоимость 1 т нефти по зоне; $C_{1з}, C_{2з}, \dots, C_{nz}$ — себестоимость 1 т нефти по отдельным месторождениям.

Для удобства перепишем уравнение (XIX.6) в виде:

$$U_з = f(Q_{1пл}) + f(Q_{2пл}) + \dots + f(Q_{nпл}), \quad (XIX.7)$$

где $f(Q_{1пл}), f(Q_{2пл}), f(Q_{3пл}), \dots, f(Q_{nпл})$ — затраты в единицах времени по отдельным месторождениям как функции $Q_{1пл}, Q_{2пл}, Q_{3пл}, \dots, Q_{nпл}$.

Теперь, пользуясь методом Лагранжа, составим функцию

$$V_{\text{Л}} = U_3 + \lambda_{\text{Л}} (Q_{1\text{пл}} + Q_{2\text{пл}} + \dots + Q_{n\text{пл}}), \quad (\text{XIX.8})$$

где $\lambda_{\text{Л}}$ — множитель Лагранжа.

Беря частные производные по $Q_{1\text{пл}}$, $Q_{2\text{пл}}$, ..., $Q_{n\text{пл}}$ и приравнивая в целях нахождения минимума их нулю, получим

$$\frac{\partial V_{\text{Л}}}{\partial Q_{i\text{пл}}} = \frac{\partial f(Q_{i\text{пл}})}{\partial Q_{i\text{пл}}} + \lambda_{\text{Л}} = 0. \quad (\text{XIX.9})$$

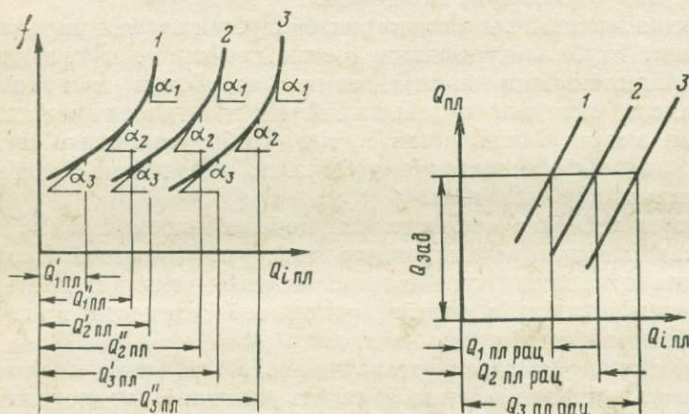


Рис. XIX.1. Зависимость годовых эксплуатационных затрат по месторождению от годовой добычи для различных месторождений.

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ — углы касательных; $Q_{i\text{пл}}$ — годовая добыча нефти; f — затраты по месторождениям; 1, 2, 3, ..., n — месторождения

Рис. XIX. 2. Зависимость рациональной годовой добычи нефти по отдельным месторождениям от общей добычи по зоне.

$Q_{i\text{пл}}$ — годовая добыча нефти по месторождению; $Q_{\text{пл}}$ — то же по зоне; 1, 2, 3, ..., n — месторождения

Из уравнения (XIX.9) следует, что

$$\frac{\partial f(Q_{1\text{пл}})}{\partial Q_{1\text{пл}}} = \frac{\partial f(Q_{2\text{пл}})}{\partial Q_{2\text{пл}}} = \dots = \frac{\partial f(Q_{n\text{пл}})}{\partial Q_{n\text{пл}}}. \quad (\text{XIX.10})$$

Для определения изменения $Q_{1\text{пл}}$, $Q_{2\text{пл}}$, ..., $Q_{n\text{пл}}$ строят зависимости $f(Q_{1\text{пл}})$, $f(Q_{2\text{пл}})$, ..., $f(Q_{n\text{пл}})$ (рис. XIX.1), затем проводят к построенным кривым касательные под одним и тем же углом α_1 и находят для данного угла касательных сумму:

$$Q'_{\text{пл}} = Q'_{1\text{пл}} + Q'_{2\text{пл}} + Q'_{3\text{пл}} + \dots + Q'_{n\text{пл}}. \quad (\text{XIX.11})$$

Значения $Q'_{1\text{пл}}$, $Q'_{2\text{пл}}$, ..., $Q'_{n\text{пл}}$ установлены по точкам касания прямых с соответствующими кривыми. Очевидно, что если проведем касательные ко всем кривым под углом α_2 , то найдем сумму:

$$Q''_{\text{пл}} = Q''_{1\text{пл}} + Q''_{2\text{пл}} + Q''_{3\text{пл}} + \dots + Q''_{n\text{пл}}. \quad (\text{XIX.12})$$

Такие зависимости строят до тех пор, пока кривые не будут охвачены касательными до возможного предела.

По полученным данным построим новые зависимости — суммарные отборы того или иного месторождения (рис. XIX.2) и по заданной добыче зоны определим рациональные отборы по отдельным месторождениям (промыслам, пластам).

Полученное распределение добычи нефти по месторождениям зоны (промысла, пласта) должно быть проверено с точки зрения эффективности капитальных вложений методом неопределенных множителей. Себестоимость 1 т нефти заменяют размером капитальных вложений при данном уровне добычи по месторождению. По аналогичным зависимостям находят распределение добычи нефти по месторождениям зоны (или проверяется полученное распределение), обеспечивающее минимальные затраты и на капитальное строительство по зоне. Описанный метод районирования добычи нефти был разработан во ВНИИ.

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ИЗБРАННОМУ ВАРИАНТУ

Продолжительность ввода месторождения в эксплуатацию определяется объемом строительных и монтажных работ и может длиться 2—5 лет. В этот период за каждый год рассчитывается объем буровых и строительных работ, указывается число эксплуатационных и нагнетательных скважин, вводимых в эксплуатацию из бурения.

В первый период эксплуатации по данным гидродинамических расчетов определяют для каждого года следующие показатели:

- 1) число эксплуатационных, нагнетательных и контрольных скважин, вводимых в эксплуатацию;
- 2) эксплуатационный фонд скважин;
- 3) уровень текущей добычи нефти;
- 4) коэффициент эксплуатации;
- 5) число скважин по способам эксплуатации;
- 6) объем закачиваемой в пласт и отбираемой из пласта воды;
- 7) давления — пластовое, забойное, устьевое в нагнетательных скважинах.

На основании перечисленного определяют экономические показатели за каждый год разработки месторождения. Методика их определения значительно сложнее и резко отличается от применяемой при составлении проекта разработки.

В первый период разработки (полное освоение процесса) экономические расчеты следует производить по методике, обеспечивающей максимальное совпадение проектируемых уровней экономических показателей с реальным их уровнем, ожидаемым на месторождении.

С этой целью при всех расчетах следует учитывать удельные затраты труда, действующие цены и стоимость буровых и строи-

тельных работ для заданного района с учетом технологического прогресса и совершенствования организации труда.

Экономические показатели, характеризующие развитие процесса, следующие:

- 1) численность персонала основного производства, привлекаемого к разработке месторождения, и производительность труда;
- 2) эффективность использования капитальных вложений;
- 3) себестоимость добычи нефти.

Численность персонала основного производства и производительность труда

При определении численности персонала по предприятиям основного производства за основу берут данные о числе действующих скважин и данные об удельных расходах рабочей силы на обслуживание одной скважины.

Удельный расход рабочей силы, приходящейся на обслуживание одной скважины, определяется по фактическим материалам о расходе рабочей силы. При этом учитывается ежегодное его изменение.

Численность всего персонала основного производства, в том числе инженерно-технического и административно-управленческого, определяют по коэффициенту, характеризующему удельный вес инженерно-технического и административно-управленческого персонала в общей численности работающих.

Производительность труда (выработка на одного работника) определяют путем деления добычи нефти за год на число рабочих основного производства, т. е.

$$П = \frac{\sum Q}{N_p}, \quad (\text{XIX.13})$$

где $\sum Q$ — суммарное количество нефти, добытое за год; N_p — число рабочих основного производства.

Этот показатель позволяет сравнивать фактическую производительность труда с плановым в текущем периоде и с производительностью труда на передовом предприятии.

Капитальные вложения и их эффективность

Капитальные вложения в бурение эксплуатационных, нагнетательных и контрольных скважин рассчитывают на основе темпа ввода их в эксплуатацию. Стоимость бурения одной скважины определяют с учетом снижения стоимости 1 м проходки, а нагнетательной — также и с учетом фактических затрат на ее освоение. При определении ежегодных капитальных вложений в устройство нефтепромыслов и цехов ППД исходят из времени

завершения работ по обустройству месторождения. В течение этого времени (2—5 лет) осваивают объем капитальных вложений, запроектированных для ввода месторождения в разработку, а затем устанавливают сумму вложений, обеспечивающих ввод месторождения в разработку. Полный объем капитальных вложений в обустройство нефтепромыслов распределяется по годам периода разработки. После установления общего объема капитальных вложений определяют их эффективность, для чего рассчитывают:

- 1) добычу нефти на 1000 руб основных фондов;
- 2) капитальные вложения на 1 т текущей добычи нефти.

Для определения количества добытой нефти, приходящейся на 1000 руб основных фондов, вначале рассчитывают стоимость основных фондов на конец каждого года, а затем находят среднюю годовую стоимость. Деля количество добытой нефти за год на среднюю годовую стоимость основных фондов, определяют показатель добычи нефти на 1000 руб. основных фондов.

Показатель капитальных вложений на 1 т текущей добычи нефти определяется на период, когда добыча достигнет проектной. Для этой цели капитальные вложения в основное производство делят на годовую добычу нефти, полученную в год полного развития процесса.

Для выявления эффективности внедряемого проекта разработки показатели добычи нефти на 1000 руб основных фондов и капитальных вложений на 1 т текущей добычи нефти сравнивают с соответствующими показателями разработки других (близких по своим особенностям и свойствам) месторождений.

Эксплуатационные затраты и себестоимость добычи нефти

Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат в добычу нефти и на закачку воды:

- 1) действующий фонд эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- 2) число скважин, оборудованных погружными электронасосами;
- 3) среднесуточный дебит скважины, оборудованной погружным электронасосом;
- 4) добыча нефти и количество закачанной в пласт воды;
- 5) давление на забоях скважин.

Расчет затрат производится по следующим группам расходов:

- 1) амортизация скважин и прочих основных средств;
- 2) заработная плата производственного персонала с отчислениями на социальное страхование, текущий ремонт, цеховые и общественные расходы (затраты на обслуживание скважин);
- 3) расходы на перекачку нефти;

4) расходы на электроэнергию, потребляемую погружными электронасосами и при закачке воды в пласт.

Амортизационные отчисления на скважины (эксплуатационные, нагнетательные и контрольные) определяют по среднему их значению за каждый год рассматриваемого периода разработки, по их стоимости и по действующим нормам, а отчисления на прочие основные средства, к которым относятся объекты обустройства нефтепромыслов и цеха ППД, рассчитывают для каждого года рассматриваемого периода разработки на основе данных о средневзвешенной стоимости усредненной нормы амортизации по группе прочих основных средств.

Для определения расходов на заработную плату производственного персонала с отчислениями на социальное страхование, текущий ремонт, цеховые и общепромысловые расходы вначале рассчитывают затраты на обслуживание одной эксплуатационной и одной нагнетательной скважины за год, предшествующий рассматриваемому, а затем путем умножения полученной суммы на среднее число эксплуатационных и нагнетательных скважин — ежегодную сумму затрат.

Расходы на перекачку нефти определяют произведением стоимости перекачки 1 т нефти на количество добываемой нефти в год. При этом амортизация основных средств цеха перекачки нефти не учитывается, так как последняя учитывается при определении амортизации промысловых и прочих основных средств.

Уровень удельных расходов на перекачку 1 т нефти относительно небольшой. Вследствие этого его можно принять постоянным на все годы рассматриваемого периода.

Расходы на электроэнергию, потребляемую погружными электронасосами, определяют как произведение стоимости электроэнергии, потребляемой в среднем каждой скважиной, на средневзвешенное за каждый год рассматриваемого периода разработки количество скважин оборудованных погружными электронасосами.

Для определения количества электроэнергии, потребляемой каждой скважиной, оборудованной погружным электронасосом, вначале по специальной номограмме устанавливают мощность электродвигателя погружного электронасоса, а затем, умножением ее значения на число часов в году и на коэффициент эксплуатации скважин, рассчитывают количество электроэнергии, потребляемой насосом в год.

Затраты на электроэнергию по закачке воды в пласт определяют с учетом данных объемов воды, ежегодно закачиваемой в пласт, и удельного расхода электроэнергии на 1 м³ воды и стоимости 1 Дж электроэнергии.

Суммируя эксплуатационные расходы по всем группам затрат и деля их на соответствующие значения годовой добычи нефти, находят промысловую себестоимость нефти за каждый год рассматриваемого периода разработки месторождения.

Эффективность рекомендуемого варианта разработки

Выбранный вариант разработки нефтяного месторождения должен характеризоваться высокой эффективностью. Эффективность разработки нефтяного месторождения определяется:

- 1) темпом разработки месторождения;
- 2) минимальным уровнем материальных и трудовых затрат на единицу продукции;
- 3) наиболее полным использованием запасов нефти, измеряемым коэффициентом нефтеотдачи.

Темп разработки нефтяной залежи тесно связан с капитальными вложениями в разработку: чем короче срок разработки месторождения, тем больше капитальные вложения.

Поскольку темп разработки месторождения предопределен задачами плана, то при сравнении данных проекта разработки с показателями разработки аналогичных месторождений нет нужды сопоставлять уровни текущей добычи нефти. Уровень затрат и наиболее полное использование запасов нефти действительно позволяют дать оценку эффективности системы разработки.

Для сравнения этих показателей необходимо иметь залежь с одинаковыми физическими свойствами. В противном случае потребуется соответственным образом скорректировать экономические показатели разработки. На рис. XIX.3 показаны кривые зависимости себестоимости добычи нефти и удельных капитальных вложений на 1 м^3 текущей добычи от дебита скважин. Пользуясь ими, можно произвести корректировку экономических показателей разработки нефтяных месторождений, имеющих различную гидропроводимость пласта. Так допустим, что на месторождении, с показателями разработки которого сравниваются показатели рекомендуемого варианта, себестоимость добычи 1 м^3 нефти составляет 2,5 руб., а капитальные вложения на 1 м^3 текущей добычи нефти — 20 руб. Средний дебит скважины $q = 5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$, гидропроводность пласта в 1,5 раза ниже, чем на проектируемом месторождении. Тогда, очевидно, гидропроводность пласта рекомендуемого варианта будет в 1,5 раза больше фактической. Вследствие чего дебит скважины будет $q = 7,5 \times 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$.

По кривым на рис. XIX.3 находим, что с изменением дебита (от $5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$) себестоимость добычи нефти снизится на 19% (от 64 до 45), а капитальные вложения на 1 м^3 текущей добычи нефти — на 18,5% (от 60 до 41,5). Тогда после корректировки получим себестоимость добычи 1 м^3 нефти 2,03 руб., капитальные вложения на 1 м^3 текущей добычи нефти — 16,1 руб.

При оценке эффективности рекомендуемого варианта разработки следует исходить из экономических показателей, определяемых к моменту освоения залежи на полную мощность:

- а) капитальных вложений на 1 м^3 годовой добычи нефти;

б) себестоимости добычи 1 м³ нефти;

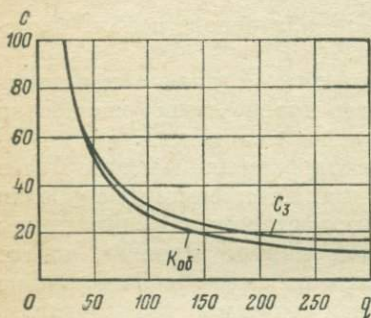
в) производительности труда рабочих, определяемой долей годовой добычи нефти, приходящейся на одного рабочего основного производства.

Степень использования запасов нефти определяется сравнением запроектированных коэффициентов нефтеотдачи.

При определении показателя эффективности капитальных вложений расчеты следует вести только по капитальным вложениям в основное производство (бурение скважин, обустройство промыслов и цехов ППД), так как прочие капитальные вложения (в жилищно-бытовое и дорожное строительство, энергетику, водоснабжение, канализацию, связь и др.) по существу не зависят от вариантов разработки.

Себестоимость добычи нефти определяется в объеме статей расходов, составляющую промышленную себестоимость добычи нефти.

Рис. XIX.3. Зависимость себестоимости C добычи нефти и капитальных вложений на 1 м³ текущей добычи нефти $K_{об}$ от дебита скважины ($K_{об}$ и C при $q = 3 \cdot 10^{-4}$ м³/сут приняты за 100%)



Сравнивая показатели рекомендуемого варианта разработки с показателями разработки двух месторождений, легко выяснить эффективность рекомендуемого варианта в виде экономии капитальных вложений и эксплуатационных затрат и роста производительности труда.

Экономия капитальных вложений

$$\Delta K = (K_p - K_{cp}) Q_T, \quad (\text{XIX.14})$$

а экономию эксплуатационных затрат

$$\Delta \Delta = (C_{cp} - C_n) Q_T, \quad (\text{XIX.15})$$

где K_p и K_{cp} — капитальные вложения на 1 т текущей добычи нефти по рекомендуемому варианту разработки и на сравниваемых месторождениях соответственно; Q_T — текущая добыча нефти по рекомендуемому варианту разработки; C_{cp} и C_n — фактическая себестоимость добычи нефти на сравниваемых месторождениях и проектная себестоимость.

Экономическая эффективность выражается в сокращении капитальных вложений, трудовых и эксплуатационных затрат, а также в росте балансовой прибыли, чистого дохода и рентабельности производства.

Экономия капитальных вложений за счет более высокого коэффициента нефтеотдачи

$$\Delta B = \Delta \omega (K_1 + K_2) - \Delta K, \quad (\text{XIX.16})$$

где $\Delta\omega$ — прирост извлекаемых запасов нефти в млн. т; K_1 и K_2 — удельные капитальные вложения в разведку (по среднерайонному уровню) и в добычу нефти (по варианту без поддержания пластового давления) в руб/т; ΔK — дополнительные капитальные вложения на ППД в млн. руб.

Экономию эксплуатационных расходов рассчитывают по формуле

$$\mathcal{E} = \Delta\omega [C_c - (Z_d - Z_c)]. \quad (\text{XIX.17})$$

Здесь C_c — себестоимость добычи нефти без ППД в руб/т; Z_d и Z_c — затраты на деэмульсацию и перекачку, сбор и транспорт нефти в руб/т.

Для определения прироста балансовой прибыли, получаемой после реализации дополнительно добытой нефти, используется формула

$$n = (C_n - C_n) \Delta\omega, \quad (\text{XIX.18})$$

где C_n — цена нефти в руб/т; C_n — себестоимость добычи нефти с ППД в руб/т.

Чистый доход от реализации нефтепродуктов, вырабатываемых из дополнительно полученной нефти,

$$D = (C_c - C_c - Z_{\text{пер}} - Z_t) \Delta\omega, \quad (\text{XIX.19})$$

где C_c — стоимость нефтепродуктов, получаемых из одной тонны нефти, в оптовых ценах промышленности в руб/т; $Z_{\text{пер}}$ и Z_t — затраты на переработку и транспорт нефти в руб/т; $Z_{\text{тс}}$ — торговые издержки в руб/т.

Рентабельность систем разработки

$$P = \frac{\Pi}{K_p}. \quad (\text{XIX.20})$$

Здесь Π — среднегодовая балансовая прибыль; K_p — капитальные вложения за весь срок разработки.

В заключение отметим, что наиболее благоприятные возможности для улучшения планирования добычи нефти по объектам разработки многопластового месторождения присущи методам математического программирования.

Раздел VI

АНАЛИЗ, КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава XX

АНАЛИЗ, КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ

§ 1. ЗАДАЧИ АВТОРСКОГО НАДЗОРА, АНАЛИЗА, КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ЗАПРОЕКТИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Комплексные схемы и проекты разработки нефтяных месторождений составляют по данным сравнительно небольшого числа скважин и, естественно, не могут учесть всех деталей строения и условий эксплуатации нефтяных залежей.

Поэтому в дальнейшем при реализации проектных документов важное значение приобретают вопросы авторского надзора за выполнением проектных решений, анализа, контроля и регулирования запроецированного процесса разработки нефтяного месторождения. В документах по авторскому надзору и анализу разработки обобщаются все материалы, накапливаемые в процессе разработки месторождения, вносятся необходимые коррективы в проектные решения и обосновываются мероприятия по регулированию разработки.

Авторский надзор ведется в период реализации системы разработки в соответствии с утвержденными проектными документами.

Рекомендации авторского надзора и анализа разработки должны исходить, главным образом, из принципиальных технологических решений, обоснованных в проектных документах. При этом необходимо, чтобы требуемые для их реализации затраты соответствовали в основном объему капитальных вложений и эксплуатационным затратам, определенным комплексным проектным документом. Превышение затрат над проектными в результате реализации мероприятий, предусмотренных в процессе анализа разработки, не должно быть более 10%.

Задача регулирования разработкой сводится в основном к контролю и управлению всеми процессами, происходящими в пористой среде при фильтрации в ней нефти (изменение давле

ния, температуры, газосодержания, направления фильтрационных потоков жидкости и газа).

В зависимости от стадии разработки месторождения можно выделить следующие периоды в регулировании этого процесса: на стадии проектирования (составление комплексной технологической схемы, проекта разработки); в процессе разбуривания месторождения и выхода его на проектную мощность; на стадии начального периода промышленной разработки после выхода месторождения на проектную мощность; на стадии начального обводнения месторождения; на стадии обводнения всех скважин месторождения в последнем завершающем периоде его разработки.

Продуктивные горизонты многопластового нефтяного месторождения, как правило, различаются по фильтрационным и коллекторским характеристикам. Эти характеристики могут в значительной мере изменяться как по мощности, так и по простирацию. Широкий диапазон изменения особенностей геологического строения, фильтрационных и коллекторских характеристик продуктивных горизонтов или пластов многопластовых нефтяных месторождений, условий в них нефти и воды исключают возможность предложения единого метода регулирования их разработки.

Методы регулирования процесса разработки нефтяных месторождений можно разделить на две группы:

1) без изменения системы воздействия или добуривания новых скважин;

2) путем частичного или полного изменения системы воздействия и путем добуривания новых эксплуатационных и нагнетательных скважин.

К первой группе относятся:

а) мероприятия по увеличению гидродинамического совершенства скважин;

б) изоляция притока попутной воды в скважинах;

в) мероприятия по выравниванию профиля притока жидкости или расхода воды по мощности пласта;

г) изменение режимов работы эксплуатационных и нагнетательных скважин;

д) одновременно-раздельная закачка воды на многопластовых месторождениях.

Ко второй группе относятся:

а) добуривание эксплуатационных и нагнетательных скважин (в основном из резервного фонда);

б) приближение фронта нагнетания путем добуривания новых скважин или переноса нагнетания в существующие скважины;

в) регулирование, связанное с изменением направления фильтрационных потоков (организация очагового и площадного заводнения, разрезание залежи рядами нагнетательных скважин).

Метод регулирования разработки однопластового и многопластового нефтяного месторождения следует выбирать с учетом геологотехнических условий и стадии разработки месторождения.

На стадии проектирования и в начальный период разработки многопластовых нефтяных месторождений в зависимости от особенностей геологического строения продуктивных пластов, их расположения относительно друг друга, соотношения запасов и условий залегания нефти в них могут быть предложены различные методы регулирования: опережающая выработка высокопродуктивных пластов, содержащих основные запасы нефти; равноскоростная выработка всех пластов; опережающая выработка слабопроницаемых пластов со значительными запасами нефти.

Вследствие резкого различия коллекторских свойств и неодинаковых запасов нефти по отдельным горизонтам или пластам многопластового нефтяного месторождения его разработка будет осуществляться крайне неравномерно со значительным запаздыванием по горизонтам или пластам с худшей фильтрационной характеристикой.

Если продуктивные пласты многопластового нефтяного месторождения можно выделить в отдельные объекты разработки и можно использовать оборудование для закачки жидкости в скважину, эксплуатирующей несколько пластов, и отбора из нее в целях обеспечения равноскоростной выработки слабопродуктивных пластов можно рекомендовать повышение перепадов давлений или уменьшение расстояния между линиями отбора и нагнетания, или сочетание обоих этих методов. Перепад давлений можно повысить за счет увеличения давления на линии нагнетания или применения форсированных режимов отбора. Расстояние между линиями отбора и нагнетания можно уменьшить, пробурив дополнительные нагнетательные или эксплуатационные скважины, дренирующие слабопроницаемый пласт между этими линиями.

Выбор пути повышения перепада давлений или уменьшения расстояния между линиями нагнетания и отбора по слабопроницаемому пласту обусловлен конкретными геолого-техническими условиями разработки месторождения. Причем, как уменьшение расстояний между скважинами, так и повышение перепадов давлений между ними необходимо совмещать с четкой системой распределения объемов воды, нагнетаемой по всем продуктивным пластам в соответствии с их коллекторской характеристикой. Отметим только, что бурение дополнительных эксплуатационных или нагнетательных скважин на слабопроницаемый пласт между основными линиями отбора и нагнетания следует рекомендовать только при условии, когда при повышении перепадов давления не получают желаемых результатов или когда невозможно применить оборудование раздельной закачки и отбора.

В процессе проектирования необходимо рассматривать следующие различные, возможные для использования на данном месторождении, методы и средства регулирования процесса разработки.

1. Увеличение плотности сетки эксплуатационных скважин, а также определение числа и выбор местоположения дополнительных нагнетательных скважин по горизонту (пласту) с худшей проницаемостью.

2. Интенсификация процесса разработки горизонта с худшей геолого-промысловой характеристикой за счет:

а) увеличения перепада давления между линиями нагнетания и отбора;

б) применение более интенсивной системы воздействия («разрезание» на меньшие площади, очаговое заводнение).

3. Применение более эффективного процесса вытеснения нефти, например, обогащенным газом или газом высокого давления.

Чтобы определить рациональный комплекс мероприятий по регулированию системы разработки залежи, необходимо получить и обработать обширную информацию, характеризующую строение и свойства продуктивного пласта, состояние залежи и фактическое прохождение процесса разработки.

Полный комплекс информации складывается из:

1) геолого-промысловой характеристики продуктивного пласта и залежи, глубины залегания, пространственного положения кровли и подошвы, формы и положения естественных границ и начальных контуров нефтеносности и газоносности;

2) коллекторских гидродинамических свойств продуктивного пласта (пористости, проницаемости, пьезопроводности, сжимаемости, распределение их по площади и разрезу);

3) физической характеристики насыщающих пласт жидкостей (вязкость, плотность, усадка, давление насыщения);

4) дебитов, расходов и их распределения по мощности пласта, обводненности, забойных давлений, их динамики, коэффициентов совершенства скважин, распределения пластового давления;

5) текущего распределения насыщенности пласта различными жидкостью и газом по площади и мощности пласта.

Применяемые методы гидродинамических расчетов позволяют прогнозировать дебит залежи, среднее пластовое давление, обводненность продукции, нефтеотдачу, распределение скважин по дебитам.

Прогнозировать обводненность продукции можно путем обработки фактических данных за прошедший период эксплуатации и экстраполяции кривой обводненности по залежи на будущий период.

Для регулирования процесса изменения нефтенасыщенности необходимо изменять общую картину фильтрационных потоков в пласте и для наглядного изображения текущей нефтенасыщенности использовать карты равных нефтенасыщенностей и профили, характеризующие распределение этого параметра по мощности пласта.

Изучение изменения пластового давления позволяет наиболее эффективно использовать энергию пласта, а систематическое

наблюдение за изменением забойного давления — устанавливать заданный технологический режим работы эксплуатационных скважин.

Постоянный и надежный контроль за полнотой вытеснения и вымывания нефти закачиваемой водой и управление этими процессами — мероприятие, позволяющее эксплуатировать месторождение при минимальной добыче воды из пласта на начальных этапах разработки залежи.

Контроль за перемещением контуров нефтеносности осуществляется при помощи специальных контрольных скважин или путем непрерывного наблюдения за последовательностью обводнения эксплуатационных скважин.

Контроль за процессом разработки осуществляется путем анализа карт разработки и карт изобар, составляемых периодически (ежеквартально), и зависимостей изменения дебитов, нефти, жидкости и закачки воды во времени.

Для оценки текущего состояния разработки залежи нефти строят и анализируют кривые эксплуатации, изменения пластового давления во времени и в зависимости от нарастающего отбора жидкости, карты изобар, отборов и закачки; определяют положения и характер водонефтяных разделов, заводненные области и объемы газовых шапок.

В соответствии с задачами анализа, контроля и регулирования процесса разработки ниже излагаются методы определения среднего пластового давления, рассматриваются вопросы применения карт изобар и зависимостей изменения фактических технологических показателей разработки залежи нефти во времени для анализа, контроля и регулирования этого процесса.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНЕГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Основные понятия и определения

Под средним пластовым давлением природного резервуара понимается такое давление \bar{p} , при котором суммарный объем пластовых вод, нефти и газа остается постоянным и равным сумме первоначальных объемов отдельных компонентов, у которых среднезвешенные давления по объему p_i были различны. Этому требованию удовлетворяет давление \bar{p} , определенное как среднезвешенное по объему средних давлений \bar{p}_i на отдельных участках пласта.

В общем виде формула для определения среднего пластового давления как средневзвешенного по объему имеет вид:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} p_i V_i \beta'_i}{\sum_{i=1}^{i=n} V_i \beta'_i}, \quad (\text{XX.1})$$

где V_i — элементарный объем пласта, давление в котором известно; p_i — среднеарифметическое давление в объеме V_i ; β'_i — коэффициент объемного упругого расширения пласта в объеме V_i при \bar{p}_i :

$$\beta'_i = m\beta_{ж} + \beta_{с},$$

где m — пористость пласта; $\beta_{ж}$ — коэффициент объемного упругого расширения жидкости, насыщающей пласт; $\beta_{с}$ — то же пористой среды.

Возможность определения среднего пластового давления путем взвешивания по объему обсуждалась уже в технической литературе. Наиболее полно этот вопрос освещен в работах Р. С. Андриасова, который указывает на необходимость учета различия сжимаемости жидкостей, насыщающих пласт, при определении среднего давления. Методика определения в принципе проста, но весьма трудоемка.

Процесс определения среднего давления значительно упрощается, если за исходные данные для его оценки принимают средние значения пластовых давлений \bar{p}_i в районе каждой эксплуатируемой скважины, полученные в результате промысловых гидродинамических исследований пластов и скважин. Тогда для определения среднего пластового давления нет необходимости строить карты изобар, карты равных значений $(\bar{p}h)$, проводить трудоемкие работы по планиметрированию. Среднее пластовое давление можно вычислить по формуле

$$\bar{p} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{p}_i V_i}{\sum_{i=1}^n V_i}, \quad (\text{XX.2})$$

где \bar{p}_i — среднее давление в объеме пласта, приходящемся на скважину, определенное по данным промысловых гидродинамических исследований пластов и скважин; V_i — часть объема пласта, примыкающего к i -той скважине, где давление принимается равным \bar{p}_i .

**Среднее пластовое давление
при упруго-водонапорном режиме**

Было показано, что среднее пластовое давление следует определять как средневзвешенное по объему пласта.

Среднее давление \bar{p} в пределах участка, окружающего скважину, легко вычислить по кривой восстановления давления. Она может быть найдена из соотношения

$$\bar{p} = p_{\text{заб}} + \Delta\bar{p}', \quad (\text{XX.3})$$

где $p_{\text{заб}}$ — забойное давление при эксплуатации скважины; $\Delta\bar{p}'$ — средняя депрессия в пределах участка вблизи скважины при ее эксплуатации.

Депрессию можно определить из условия равенства объема тела вращения, образованного пьезометрической кривой $p = p(r)$ (в интервале от $r = r_c$ до некоторого радиуса $r = a$) относительно оси скважины, объему равновеликого цилиндра высотой $\Delta\bar{p}'$.

В условиях установившегося процесса можно считать, что давление вблизи скважины в пределах области радиуса a распределяется по логарифмическому закону:

$$p = p_{\text{заб}} + \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{r}{r_c}. \quad (\text{XX.4})$$

Интегрируя (XX.4) в пределах от r_c до a , получим объем тела вращения, образованного пьезометрической кривой относительно оси скважины $r_{\text{с пр}}$:

$$\Delta p' = \frac{q\mu}{2\pi kh} \int_{r_c}^a \ln \frac{r}{r_c} 2\pi r dr = \frac{q\mu}{kh} \frac{a^2}{2} \left[\ln \frac{a}{r_c} - 1 \right]. \quad (\text{XX.5})$$

После преобразования уравнения (XX.5) будем иметь

$$\Delta p' = \frac{q\mu}{4kh} a^2 \ln \frac{a^2}{er_c^2 \text{ пр}}. \quad (\text{XX.6})$$

Приравняв $\Delta p'$ к объему равновеликого цилиндра, определим $\Delta\bar{p}'$ — среднюю депрессию в пределах выделенного участка вблизи скважины:

$$\pi a^2 \Delta\bar{p}' = \frac{q\mu}{4kh} a^2 \ln \frac{a^2}{er_c^2 \text{ пр}}, \quad (\text{XX.7})$$

откуда

$$\Delta\bar{p}' = \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{a^2}{er_c^2 \text{ пр}} \quad (\text{XX.8})$$

или

$$\bar{p} = p_{\text{заб}} + \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{a^2}{er_c^2 \text{ пр}}. \quad (\text{XX.9})$$

Параметры $q\mu/4\pi kh$ и r_c^2 пр определяют по кривой восстановления давления, а значение a — из условия $\pi a^2 = f$, где f — площадь, приходящаяся на скважину.

При определении среднего давления \bar{p} по формуле (XX.9) нет необходимости каждый раз останавливать скважину для снятия кривой восстановления давления. Достаточно лишь измерить забойное давление и дебит скважины на дату исследования.

В этом случае за время, прошедшее после снятия кривой восстановления давления, указанные параметры не должны изменяться.

На основании сказанного

$$\bar{p} = p_{заб} + \frac{q'}{q} A \ln \frac{a^2}{er_c^2 пр}, \quad (XX.10)$$

где $A = q \mu/4\pi kh$ — угол наклона кривой восстановления давления при первом исследовании; q и q' — дебиты скважины соответственно в момент снятия кривой и в момент замера забойного давления.

Очевидно, что с помощью карт изобар, построенной по средним давлениям \bar{p} , нельзя получить точное представление о характере распределения истинного давления.

При определении \bar{p} по формуле (XX.10) необходимо знать параметры пласта и несовершенство скважин по степени и характеру их вскрытия (приведенные радиусы).

Эти данные не всегда известны. В таком случае среднее значение пластового давления можно определить с помощью коэффициента продуктивности скважин.

Преобразуем формулу (XX.10)

$$\bar{p} = p_{заб} + \frac{q'}{q} \frac{q\mu\beta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c пр} - \frac{q'}{q} \frac{q\mu\beta}{4\pi kh}. \quad (XX.11)$$

Формулу (XX.11) можно переписать следующим образом:

$$\bar{p} = p_{заб} + \frac{q'}{K} - \frac{q'}{q} A. \quad (XX.12)$$

Здесь $K = (2\pi kh/\beta\mu) \ln R_k/r_c пр$ — коэффициент продуктивности, определяемый по индикаторной линии, в (т/сут) кгс/см²; β — объемный коэффициент нефти.

Среднее давление по пласту в целом \bar{p} определяется как средневзвешенное по объему пласта

$$\bar{p} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{p}_i V_i}{\sum_{i=1}^n V_i}, \quad (XX.13)$$

где V_i — объем пласта, приходящийся на скважину; n — число скважин.

Приближенный способ определения среднего пластового давления при режиме растворенного газа

Предлагается относительно простой приближенный способ определения среднего давления при режиме растворенного газа по промысловым данным.

Пусть имеем залежь, эксплуатируемую при режиме растворенного газа по равномерной сетке размещения скважин. Рассмотрим один элемент сетки, в центре которой расположена одна скважина. Считая, что движение потока происходит в плоскорадиальном направлении, определим характер распределения пластового давления вокруг скважины.

Между пластовым давлением и функцией С. А. Христиановича можно написать известную зависимость

$$H - H_c = \int_{p_c}^p \frac{F_n(s)}{\beta(p) \mu_n(p)} dp, \quad (\text{XX.14})$$

где $H - H_c$ — разность функций Христиановича; s — нефтенасыщенность; $F_n(s)$ — относительная проницаемость породы для нефти; $\beta(p)$ — объемный коэффициент нефти; $\mu_n(p)$ — абсолютная вязкость нефти в Па·с; p_c — забойное давление в Па.

Л. А. Зиновьева установила [11], что подынтегральная функция в выражении (XX.14) связана линейной зависимостью с давлением в интервале давлений от p_k до $p_c \approx 2$ МПа и представляет уравнение прямой вида

$$\frac{F_n(s)}{\beta(p) \mu_n(p)} = ap + b. \quad (\text{XX.15})$$

Тогда, учитывая (XX.15), после интегрирования (XX.14) будем иметь

$$H - H_c = \frac{a}{2} (p^2 - p_c^2) + b(p - p_c). \quad (\text{XX.16})$$

Разность функций Христиановича можно выразить и так:

$$H - H_c = \frac{q_n}{2\pi kh} \ln \frac{R}{r_c}, \quad (\text{XX.17})$$

где q_n — дебит нефти в условиях поверхности в м³/с; h — мощность пласта в м; k — абсолютная проницаемость в м²; r_c — радиус скважины в м; R — расстояние от оси скважины в м.

Приравняв (XX.16) и (XX.17), получим

$$H - H_c = \frac{a}{2} (p^2 - p_c^2) + b(p - p_c) = \frac{q_n}{2\pi kh} \ln \frac{R}{r_c}. \quad (\text{XX.18})$$

Решая уравнение (XX.18) относительно p и учитывая, что выражение под корнем с отрицательным значением не имеет

физического смысла, получим распределение давления в виде

$$p = -\frac{b}{a} + \sqrt{\frac{b^2}{a^2} + p_c^2 + \frac{2b}{a} p_c + \frac{q_n}{a\lambda kh} \ln \frac{R}{r_c}}. \quad (\text{XX.19})$$

Среднее пластовое давление в пределах выделенного объема пласта вокруг скважины определим как среднеинтегральную выражения (XX.19).

В результате интегрирования (XX.19) и соответствующих преобразований получаем \bar{p} в виде:

$$\bar{p} = -\frac{b}{a} + \sqrt{\frac{b^2}{a^2} + p_c^2 + \frac{2b}{a} p_c + \frac{q_n}{a\lambda kh} \ln \frac{\xi}{r_c}}. \quad (\text{XX.20})$$

При сопоставлении результатов определения p по формуле (XX.20) при $\xi = 0,605 r_k = r_k / \sqrt{e}$ с результатами численного интегрирования выражения (XX.19) погрешность составляет приблизительно 1%, т. е. среднее давление будет примерно на том же расстоянии от оси скважины (на пьезометрической кривой), что и при движении однородной жидкости. В работе [11] показано, что во втором случае значению p соответствует $\xi = r_k / \sqrt{e}$.

Для определения среднего давления по формуле (XX.20), кроме замеренных дебитов нефти и забойного давления, необходимо знать коэффициенты a и b , определенные по промысловым данным.

Для этого воспользуемся методом смены стационарных состояний. Тогда можно записать

$$G = \psi(s_c) \frac{\mu_n(p_c)}{\mu_g} \beta(p_c) p_c + N(p_c) = \psi(s_i) \frac{\mu_n(p_i)}{\mu_g} \beta(p_i) p_i + N(p_i), \quad (\text{XX.21})$$

где G — газовый фактор; μ_g — вязкость газа; p_c — забойное давление; p_i — любое значение давления в интервале;

$$p_c \leq p_i \leq p_k, \quad \psi(s_c) = \frac{F_g(s_c)}{F_n(s_c)}, \quad \psi(s_i) = \frac{F_g(s_i)}{F_n(s_i)}.$$

Из выражения (XX.21) получим

$$\psi(s_c) = \frac{G - N(p_c)}{\frac{\mu_n(p_c)}{\mu_g} \beta(p_c) p_c}, \quad (\text{XX.22})$$

$$\psi(s_i) = \frac{G - N(p_i)}{\frac{\mu_n(p_i)}{\mu_g} \beta(p_i) p_i}. \quad (\text{XX.23})$$

Имея значения $\psi(s_c)$ и $\psi(s_i)$, по таблицам К. А. Царевича или другим экспериментальным таблицам находим $F_n(s_c)$ и $F_n(s_i)$. После этого вычисляем a и b :

$$a = \frac{\frac{F_n(s_i)}{\beta(p_i)\mu_n(p_i)} - \frac{F_n(s_c)}{\beta(p_c)\mu_n(p_c)}}{p_i - p_c}, \quad (XX.24)$$

$$b = \frac{F_n(s_i)}{\beta(p_i)\mu_n(p_i)} - ap_i. \quad (XX.25)$$

Среднее давление по пласту в целом находят как средневзвешенное по объему

$$\bar{p} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{p}_i V_i}{\sum_{i=1}^n V_i}, \quad (XX.26)$$

где V_i — объем пласта, приходящийся на скважину.

При расчетах по формуле (XX.20) встречаются те же трудности, что и при использовании формулы (XX.9).

В настоящее время нет достаточно надежной методики обработки кривых восстановления давления при режимах фильтрации газированной нефти для определения параметров пласта и не совершенства скважин.

Ниже излагается способ определения среднего пластового давления при режиме растворенного газа, когда имеются исследования скважин на установившихся режимах.

После несложных преобразований формулу (XX.20) можно привести к виду

$$\bar{p} = -\frac{b}{a} + \sqrt{\left(\frac{b}{a} + p_c\right)^2 + \frac{2q'}{aK'}}. \quad (XX.27)$$

где $K' = \Delta q / \Delta H = (2\pi kh) \ln(R_k/R_c)$ — коэффициент продуктивности, определяемый по индикаторной кривой в координатах $q, \Delta H$; $\Delta H = H_{c1} - H_{c2}$ — разность функций по С. А. Христиановичу, соответствующая разности забойных давлений $p_{c1} - p_{c2}$ при исследовании скважин на приток; $\Delta q = q_1 - q_2$ — приращение дебита нефти, соответствующее изменению забойного давления от p_{c1} до p_{c2} .

При определении коэффициента продуктивности K' поступим следующим образом. Для двух любых значений q и p_c можно записать

$$H_k - H_{c1} = \frac{a}{2} (p_k^2 - p_{c1}^2) + b(p_k - p_{c1}), \quad (XX.28)$$

$$H_k - H_{c2} = \frac{a}{2} (p_k^2 - p_{c2}^2) + b(p_k - p_{c2}). \quad (XX.29)$$

Вычитая из уравнения (XX.29) уравнение (XX.28), получим

$$H_{c1} - H_{c2} = \frac{a}{2} (p_{c1}^2 - p_{c2}^2) + b (p_{c1} - p_{c2}). \quad (\text{XX.30})$$

Имея значения двух замеров забойных давлений и дебитов при исследовании скважин, коэффициент продуктивности K' найдем по формуле

$$K' = \frac{Q_1 - Q_2}{\frac{a}{2} (p_{c1}^2 - p_{c2}^2) + b (p_{c1} - p_{c2})}. \quad (\text{XX.31})$$

Следует отметить, что коэффициенты a и b могут быть определены со значительными погрешностями, связанными с раздельным определением входящих в них величин и использованием экспериментальных зависимостей, построенных для вполне определенных условий.

При определении коэффициента продуктивности по формуле (XX.31) также могут быть допущены погрешности, связанные с указанным выше методом оценки коэффициентов a и b . Возникает задача непосредственного определения этих коэффициентов по данным промысловых исследований.

Отношение коэффициентов a/b и произведение коэффициента a на коэффициент продуктивности K' (aK'), как увидим ниже, можно непосредственно определить по данным исследования скважин на приток. Заметим, что формулой (XX.27) учитываются отношение коэффициентов a/b и aK' .

Пусть имеются данные исследования скважины на приток: забойные давления p_c и соответствующих им дебитов q . Для каждой пары исследуемых скважин можно записать уравнение типа (XX.28) и (XX.29).

Учитывая, что

$$H_k - H_{c1} = \frac{q_1}{K'}, \quad H_k - H_{c2} = \frac{q_2}{K'} \quad (\text{XX.32})$$

и, вычитая из уравнения (XX.28) уравнение (XX.29), получим

$$\frac{q_1 - q_2}{K'} = \frac{a}{2} (p_{c2}^2 - p_{c1}^2) + b (p_{c2} - p_{c1}). \quad (\text{XX.33})$$

Разделив уравнение (XX.33) на $p_{c2} - p_{c1}$, получим

$$\frac{q_1 - q_2}{K' (p_{c2} - p_{c1})} = a \frac{p_{c2} + p_{c1}}{2} + b \quad (\text{XX.34})$$

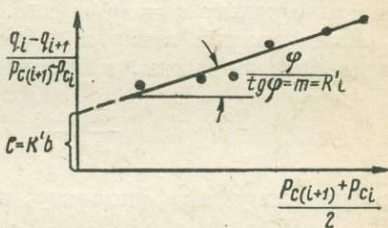


Рис. XX.1. График для определения коэффициентов a и b

или в общем виде

$$\frac{q_l - q_{l+1}}{p_{c_{l+1}} - p_{c_l}} = K'a \frac{p_{c_{l+1}} + p_{c_l}}{2} + K'b. \quad (\text{XX.35})$$

Уравнение (XX.35) представляет собой уравнение прямой вида $y = mx + c$ в координатах

$$y = \frac{q_l - q_{l+1}}{p_{c_{l+1}} - p_{c_l}} \quad \text{и} \quad x = \frac{p_{c_{l+1}} + p_{c_l}}{2}$$

с угловым коэффициентом $m = K'a$ и отрезком, отсекаемым на оси ординат $c = K'b$ (рис. XX.1.).

Имея данные замеров дебитов и забойных давлений при исследовании скважин, и построив зависимость

$$\frac{\Delta q_l}{\Delta p_{c_l}} = f \left(\frac{p_{c_{l+1}} + p_{c_l}}{2} \right),$$

по угловому коэффициенту этой зависимости

$$m = K'a$$

и отрезку, отсекаемому на оси ординат,

$$c = K'b,$$

можно определить комплекс параметров $K'a$ и $K'b$.

Среднее же давление по пласту в целом \bar{p} рассчитывается по формуле (XX.26).

Среднее пластовое давление при режимах вытеснения газированной нефти водой

Рассмотрим случай, когда воронки разгазирования между собой не смыкаются. При этом вокруг каждой скважины можно выделить две области: газированной нефти и однородной жидкости. Если принять радиус воронки разгазирования R_n за радиус укрупненной скважины, среднее пластовое давление в пределах кольцевой области, определяемой радиусами R_k и R_n , можно записать в виде

$$\bar{p} = p_n + \frac{Q\mu\beta}{4\pi kh} \ln \frac{R_k^2}{eR_n^2}; \quad (\text{XX.36})$$

где p_n — давление насыщения; Q — дебит скважины; μ — вязкость нефти; k — проницаемость; h — мощность; β — объемный коэффициент пластовой нефти; $e = 2,72$ — основание натурального логарифма; R_n — радиус круговой области по площади, эквивалентной площади, приходящейся на скважину;

$$R_k = \sqrt{f/\pi};$$

f — площадь, приходящаяся на одну скважину.

Преобразуем выражение (XX.36)

$$\bar{p} = p_n + \frac{Q\mu\beta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{R_n} - \frac{Q\mu\beta}{4\pi kh} \quad (\text{XX.37})$$

или

$$\bar{p} = p_n + \frac{Q\mu\beta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c} - \frac{Q\mu\beta}{2\pi kh} \ln \frac{R_n}{r_c} - \frac{Q\mu\beta}{4\pi kh}, \quad (\text{XX.38})$$

где r_c — радиус скважины.

Далее замечая, что

$$\frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} = K, \quad (\text{XX.39})$$

$$\ln \frac{R_n}{r_c} = \frac{2\pi kh (H_n - H_c)}{Q}. \quad (\text{XX.40})$$

Формулу (XX.38) можно записать в виде

$$\bar{p} = p_n - \beta(p_n) \mu(p_n) (H_n - H_c) + \frac{Q\beta}{K} - \frac{Q\mu}{4\pi kh}, \quad (\text{XX.41})$$

где $H_n - H_c = \int_{p_c}^{p_n} [F_n(s) dp] / [\mu(p) \cdot \beta(p)] dp$ — разность функций

Христиановича, определяемая по данным промысловых исследований скважин на приток; K — коэффициент продуктивности; Q — дебит скважины на дату ее исследования на приток и восстановление давления.

По формуле (XX.41) можно определить среднее пластовое давление вокруг работающей скважины на дату ее исследования. Для получения \bar{p} в любой последующий момент времени перенесем (XX.41) в виде

$$\bar{p} = p_n - \beta(p_n) \mu(p_n) (H_n - H_c) + \frac{Q'\beta}{K} - \alpha\beta \frac{Q'}{Q}, \quad (\text{XX.42})$$

где $(H_n - H_c)$ вычисляется на дату определения \bar{p} ; Q' — дебит скважины на дату определения \bar{p} ; α — угловой коэффициент кривой восстановления давления в координатах $\Delta p, \ln t$.

Среднее давление по пласту в целом находят как средневзвешенное по объему

$$\bar{p} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{p}_i V_i}{\sum_{i=1}^n V_i}. \quad (\text{XX.43})$$

Среднее пластовое давление когда $p_k \ll p_{\text{нас}} > p_c$

Известно [11], что при этих условиях процесс вытеснения газированной нефти водой можно рассматривать как и вытеснение водой однородной нефти с повышенным фильтрационным

сопротивлением. Для этого в расчетные формулы вместо истинной вязкости нефти μ_n вводят фиктивную вязкость μ_ϕ

$$\mu_\phi = \frac{\mu_n}{A}, \quad (\text{XX.44})$$

где $A = 0,944 - 21,43\alpha$; $\alpha = N/c \mu_r/\mu_n$ — объемный коэффициент растворимости газа в нефти; μ_r — вязкость газа; μ_n — вязкость нефти.

Таким образом, среднее давление \bar{p} для вытеснения газированной нефти водой можно записать в виде

$$\bar{p} = p_c + \frac{Q\mu_\phi}{4\pi kh} \ln \frac{R_K^2}{er_c^2}. \quad (\text{XX.45})$$

Перепишем (XX.45) следующим образом:

$$\bar{p} = p_c + \frac{Q\mu}{A2\pi kh} \ln \frac{R_K}{r_c} - \frac{Q\mu}{A4\pi kh} \quad (\text{XX.46})$$

или

$$\bar{p} = p_c + \frac{Q}{K} - \frac{Q\mu_\phi}{4\pi kh}, \quad (\text{XX.47})$$

где

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu_\phi \ln \frac{R_K}{r_c}}.$$

Фиктивную вязкость μ_ϕ можно определить по данным исследования скважин.

Параметр kh и коэффициент продуктивности K определяют по данным исследования скважин на приток.

Среднее давление по пласту в целом находят как средневзвешенное по объему.

§ 3. КАРТЫ ИЗОБАР, ИХ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ АНАЛИЗА И КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Для решения многих практических задач разработки нефтяных залежей важно знать распределение давлений в пласте в любой момент времени.

Распределение давлений в пласте, изображаемое при помощи карт изобар, обусловлено свойствами самого пласта и данными его разработки. Поэтому, зная данные разработки и имея карту изобар, принципиально можно судить о свойствах пласта. Если имеются карты изобар, построенные на различные даты, то по ним можно судить и о характере движений жидкостей в пористой среде. Другими словами, с помощью карт изобар можно решить ряд практических задач разработки нефтяных залежей, связанных с оценкой параметров пластов и скважин, контролем и регулированием процесса разработки. Карты изобар наряду с картами разработки и с некоторыми другими, характеризующими

геологическое строение пласта, являются одним из основных средств при решении задач анализа, контроля и регулирования процесса разработки месторождения.

Оценка параметров пласта и скважин при помощи карт изобар

Рассмотрим методы определения параметров пласта при помощи карты изобар для плоскопараллельного, плоскорадиального и сложного потоков жидкости в пористой среде.

Плоскопараллельный поток

На карте изобар линиями токов I и II выделяются области, в пределах которых фильтрационный поток близок к плоскопараллельному (рис. XX.2).

Расход жидкости на участке пласта между двумя линиями тока

$$Q = \frac{khS(p_1 - p_2)}{\mu L}, \quad (\text{XX.48})$$

где Q — расход жидкости на выделенном участке пласта в м³/с; kh/μ — гидропроводность участка пласта между изобарами, соответствующими p_1 и p_2 в м³/(Па·с); S — ширина выделенного участка в м; L — среднее расстояние между рассматриваемыми изобарами в м. L и S замеряют непосредственно по карте изобар. Вследствие неразрывности потока расход жидкости через сечение выделенного участка пласта (Sh) равен алгебраической сумме дебитов скважин, размещенных в пределах области, ограниченной проведенными линиями тока I и II.

Из (XX.48) гидропроводность участка пласта между изобарами p_1 и p_2 определяется формулой

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} q_i L}{S(p_1 - p_2)}, \quad (\text{XX.49})$$

где q_i — дебит i -той скважины в пластовых условиях в м³/с.

Плоскорадиальный поток

Для определения гидропроводности пласта на карте изобар линиями токов выделяют области, в пределах которых фильтрационный поток близок к плоскорадиальному.

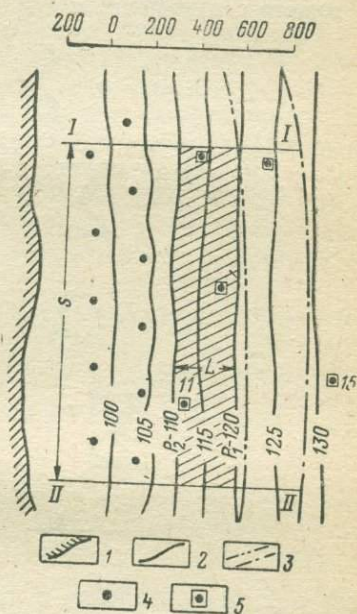


Рис. XX.2. Карта изобар.

Линии: 1 — дизъюнктивного нарушения; 2 — изобар; 3 — контуров нефтеносности. Скважины: 4 — эксплуатационная; 5 — наблюдательная

Гидропроводность участка пласта между рассматриваемыми изобарами определяется по формуле

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} q_i \ln \frac{R_1}{R_2}}{\varphi (p_1 - p_2)}, \quad (\text{XX.50})$$

где R_1 и R_2 — радиусы выделенного кольца, в пределах которого определяются ε ; p_1 и p_2 — давления на изобарах радиусов R_1 и R_2 ; φ — центральный угол в рад.

Сложный поток

И. А. Чарным получены формулы распределения давления в пласте с переменным давлением по контуру питания

$$p(r, \theta) = p_K + \sum_{n=1}^{\infty} (p_n \cos n\theta + p'_n \sin n\theta) \left(\frac{r}{R_K}\right)^n + \frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{i=1}^n Q_i \ln \frac{r^2 + \delta_i^2 - 2r\delta_i \cos(\theta - a_i)}{\delta_i^2 r^2 + R_K^2 - 2r\delta_i \cos(\theta - a_i)}. \quad (\text{XX.51})$$

$$p_{c_j} = \bar{p}_K + \sum_{n=1}^{\infty} (p_n \cos na_j + p'_n \sin na_j) \left(\frac{\delta_j}{R_K}\right)^n + \frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{i=1}^n \nabla Q_i \ln \frac{\delta_j^2 + \delta_i^2 - 2\delta_i \delta_j \cos(a_j - a_i)}{R_K^2 + R_K^2 - 2\delta_i \delta_j \cos(a_j - a_i)} - \frac{\mu}{2\pi kh} Q_j \ln \left[\frac{R_K}{r_{c_j}} \left(1 - \frac{\delta_j^2}{R_K^2}\right) \right], \quad (\text{XX.52})$$

где $p(r, \theta)$ — давление в любой точке пласта с полярными координатами r и θ ; Q_i — дебит скважины; δ_i, a_i — полярные координаты; p_{c_j} — забойное давление в скважине j ; r_{c_j} — радиус скважины j .

Знак ∇ в формуле (XX.52) означает, что при суммировании от $i = 1$ до $i = n$ опускается член $i = j$.

По формулам (XX.51 и XX.52) при помощи карты изобар при заданных дебитах и забойных давлениях в скважинах можно определить как гидропроводность пласта, так и приведенные радиусы.

Если скважины несовершенные, то под r_{c_j} следует подразумевать приведенный радиус, т. е.

$$r_{c_j} = r_{c_j}^{-c_j} \quad (\text{XX.53})$$

где r_c — действительный радиус скважины; c — фильтрационное сопротивление, обусловленное несовершенством скважины.

Использование карт изобар для решения задач контроля и регулирования перемещения контуров нефтеносности

При разработке нефтяных месторождений чрезвычайно важно знать, как перемещаются (стягиваются) контуры нефтеносности.

Регулирование перемещения контура нефтеносности заключается в обеспечении вытеснения нефти по возможности по всему объему продуктивного пласта и тем самым получению максимальной нефтеотдачи. Такое регулирование возможно лишь, если имеются четкие представления о действительном характере перемещения контуров нефтеносности на различных участках пласта.

В настоящее время известно несколько способов определения скоростей перемещения ВНК. Так, для идеализированных условий разработки имеется ряд аналитических и графоаналитических методов, которые, к сожалению, не всегда можно использовать в реальных условиях. Скорость перемещения отдельных участков контуров нефтеносности в реальных пластах с практически приемлемой степенью точности можно определить при помощи карт изобар.

Рассмотрим, например, залежь, пластовое давление в которой всюду выше давления насыщения нефти газом. Движение жидкости в любой точке пористого пласта подчиняется закону Дарси

$$v_{cp} = - \frac{k dp}{\mu dS}, \quad (XX.54)$$

где v_{cp} — скорость фильтрации жидкости в м/с; k — коэффициент проницаемости в м²; μ — вязкость жидкости в пластовых условиях в Па·с; dp/dS — градиент давления в рассматриваемой точке в Па/м.

Учитывая, что градиент давления можно приближенно принять равным $\Delta p/\Delta S$ (Δp — конечный перепад давления на небольшом участке ΔS) и что истинная скорость движения жидкости равна отношению скорости фильтрации к произведению пористости пласта на коэффициент использования пор ($v = v_{cp}/m\beta$), мы можем выражение для определения истинной скорости движения жидкости в любой точке пласта записать в следующем виде

$$v = - \frac{k \Delta p}{\mu m \beta \Delta S} \quad (XX.55)$$

Из соотношения (XX.55) можно определить истинную скорость движения жидкости в любой точке пласта, в том числе и в любой точке контура нефтеносности, если в этой точке известны k , μ , m , β и $\Delta p/\Delta S$.

Эти величины могут быть известны заранее. Проницаемость в любой точке пласта можно, например, определить по карте равных проницаемостей, пористость — по карте равных пористостей, вязкость жидкости и коэффициент использования объема пор — лабораторным путем, величину $\Delta p/\Delta S$ можно установить по карте изобар (Δp — перепад давления между ближайшими изобарами, расположенными по обе стороны по отношению к рассматриваемой точке, ΔS — расстояние между этими изобарами

по линии тока, проходящей через рассматриваемую точку нормально к изобарам). Выбрав на изучаемом участке внешнего или внутреннего контура нефтеносности несколько точек, для каждой из них вычисляем истинную скорость движения жидкости, а затем построим в определенном масштабе векторы скоростей в этих точках, направление которых должно совпадать с направлением нормалей к изобарам, и, соединив концы векторов плавной линией, получим эпюру скоростей перемещения точек контура нефтеносности.

По такой эпюре можно судить об абсолютной и относительной скоростях перемещения отдельных участков контура нефтеносности и использовать ее при решении вопроса о регулировании скорости его перемещения. Например, чтобы обеспечить равномерное перемещение внутреннего контура нефтеносности, отборы продукции из скважин, расположенных вблизи участков с низкой скоростью перемещения контура, следует увеличить и, наоборот, из скважин, расположенных вблизи участков со сравнительно

высокой скоростью перемещения контура, сократить. Уменьшая или увеличивая отборы продукции или количество нагнетаемой воды при законтурном заводнении, можно изменять не только скорость, но и направление перемещения контура.

При помощи изобар, составленных на различные даты, можно приближенно изучить характер стягивания контуров нефтеносности и графически построить положение контура в любой момент времени (рис. XX.3).

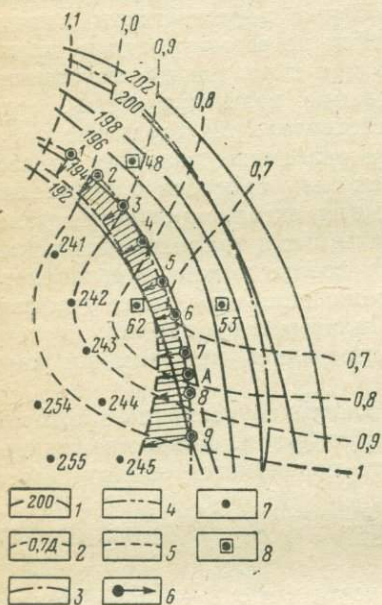


Рис. XX.3. Эпюра скоростей перемещения точек контура нефтеносности.

1 — изобары; 2 — линии равных проницаемостей; 3, 4 — соответственно внешний и внутренний контуры нефтеносности; 5 — эпюра скоростей перемещения точек внутреннего контура нефтеносности; 6 — векторы скоростей; 7 — эксплуатационные скважины; 8 — пьезометрические и наблюдательные скважины

Порядок решения задачи следующий. Начальное положение контура нефтеносности в момент $t = 0$ известно по данным геологопромысловых исследований. При помощи карты изобар по формуле (XX.55) определяют скорости его перемещения v , а затем положение выбранных точек контура в момент $t = \Delta t$ по формуле

$$S = v \Delta t, \quad (\text{XX.56})$$

где S — расстояние перемещения точек; Δt — продолжительность перемещения.

По этим данным наносится новое положение контура на момент $t + \Delta t_1 = t_2$. При помощи карты изобар, построенной на следующий момент времени, определяется положение контура в момент $t_2 + \Delta t_2 = t_3$ и т. п. Таким образом можно определять характер перемещения контура нефтеносности.

В достоверности определения нового положения контура нефтеносности можно убедиться при сопоставлении площади, занятой вторгшейся водой, определенной по карте изобар, с той же площадью, полученной при решении уравнения материального баланса для каждого участка.

При использовании метода материального баланса для определения перемещения контуров нефтеносности в неоднородных пластах пласт следует разделить на отдельные участки, в пределах которых свойства мало изменяются. Границы же участков рекомендуется выбирать по линиям тока, построенным ортогонально изобарам.

В условиях жесткого водонапорного режима для каждого участка справедливо уравнение материального баланса

$$Q_v = Q_n = \sum q_i, \quad (\text{XX.57})$$

где Q_v — количество вторгшейся воды в пределах участка; Q_n — количество добытой нефти по участку; q_i — дебит эксплуатационной скважины с номером i .

В указанных условиях равенство (XX.57) строго выполнимо, так как через границы участков нет притока (границы проведены по линиям тока);

$$Q_v = Q_n = \sum q_i = m_{\text{ср}} \beta h_{\text{ср}} F, \quad (\text{XX.58})$$

где m — пористость; β — коэффициент использования объема пор; $h_{\text{ср}}$ — средняя мощность; F — площадь, занятая вторгшейся водой.

Отсюда

$$F = \frac{\sum q_i}{m \beta h}. \quad (\text{XX.59})$$

Метод материального баланса не дает возможности детально определить положение контура нефтеносности, но позволяет оценить

достоверность определения положения контура нефтеносности по картам изобар.

В полого залегающих пластах необходимо отдельно определять перемещение как внешнего, так и внутреннего контуров нефтеносности.

В заключение отметим, что в условиях реального пласта, характеризующегося наличием нескольких пропластков с различной гидропроводностью $\varepsilon = kh/\mu$, особо важно определять скорости перемещения ВНК по отдельным пропласткам. А для определения скоростей перемещения ВНК и регулирования стягивания его необходимы данные о количестве жидкости, поступающей из того или иного прослоя.

§ 4. ХАРАКТЕРИСТИКА ВНЕШНЕЙ (ЗАКОНТУРНОЙ) ОБЛАСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖИ В УСЛОВИЯХ УПРУГОГО РЕЖИМА

Обычно при гидродинамических расчетах полагают, что пласт бесконечен или простирается до каких-то установленных при разведочных работах границ, непрерывен, однороден и характеризуется при этом теми же параметрами (мощностью, проницаемостью), которые присущи разведанной части системы. Подобные предположения относительно внешней области, вследствие различного рода нарушений в большинстве случаев будут ошибочными, а прогнозы темпов падения давления, выведенные на основе таких предположений, могут резко отличаться от фактических.

Полноценную гидродинамическую характеристику внешней области можно получить при наблюдении за поведением давления в залежи в связи с отбором из нее жидкости. При этом для уточнения полученных результатов в формулы упругого режима вводится некоторый поправочный коэффициент z_n . Этот коэффициент учитывает не только все погрешности в определении параметров пласта, но и факторы, влияющие на характер притока жидкости к залежам, разрабатываемым при упругом режиме.

$$z_n = \frac{\Delta p_{\phi}}{\Delta p_T}$$

где Δp_{ϕ} — фактический перепад давления в данный момент времени t ; Δp_T — теоретический перепад давления, рассчитанный при значениях проницаемости k_n и мощности h_n нефтяной зоны пласта.

Для определения этого коэффициента предположим, что пласт, к которому приурочена залежь, распространен на значительной площади. Форма залежи круговая. Ограничим залежь контуром, проходящим в районе водонефтяного контакта, и будем рассматривать этот условный контур (изобару) как стенку укрупненной скважины, дебит которой в любой момент времени равен суммарному дебиту залежи.

Падение давления на условном контуре можно определить из соотношения

$$\Delta p_t = -\frac{z_{II} \mu_B}{4\pi k_{II} h} \Delta Q_j \text{Ei} \left[-\frac{R_c^2}{4\kappa (t-t_j)} \right], \quad (\text{XX.60})$$

где Δp_t — падение давления на условном контуре в момент времени t_j (считая от начала разработки) * в Па; μ_B — динамическая вязкость воды в Па·с; ΔQ_j — изменение дебита в момент времени t_j (считая с начала разработки залежи) в пластовых условиях (при увеличении дебита ΔQ_j берется со знаком плюс, а при уменьшении — со знаком минус) в м³/с; R_c — радиус условного контура, на котором определяется падение давления, в м; κ — коэффициент пьезопроводности в м²/с.

Решая уравнение относительно z_{II} , получим

$$z_{II} = \frac{4\pi k_{II} h \Delta p_t}{-\mu_B \Delta Q_j \text{Ei} \left[-\frac{R_c^2}{4\kappa (t-t_j)} \right]}. \quad (\text{XX.61})$$

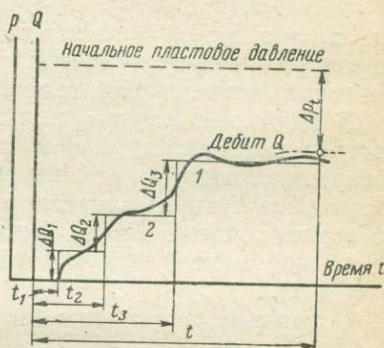


Рис. XX.4. Изменение дебита и давления.

Дебит: 1 — фактический; 2 — расчетный

Перепад давления на условном контуре в момент времени t_j

$$\Delta p_t = p_{\text{нач}} - p_{\text{тек}},$$

где $p_{\text{нач}}$ — приведенное начальное пластовое давление в Па; $p_{\text{тек}}$ — давление (приведенное) на выбранной к моменту времени изобаре в Па.

Если фактический дебит жидкости изменяется по кривой 1 (рис. XX.4), то можно заменить его расчетным в виде ступенчатой кривой 2.

Тогда, очевидно,

$$z_{II} = -\frac{4\pi k_{II} h \Delta p_t}{\mu_B \sum_{j=1}^{n_{\text{ст}}} \Delta Q_j \text{Ei} \left[-\frac{R_c^2}{4\kappa (t-t_j)} \right]}. \quad (\text{XX.62})$$

где $n_{\text{ст}}$ — число ступеней на кривой.

Или приближенно при $R_c^2/4\kappa (t-t_j) \ll 0,1$

$$z_{II} = \frac{4\pi k h \Delta p_t}{\mu_B \sum_{j=1}^{n_{\text{ст}}} \Delta Q_j \ln \frac{2,25\kappa (t-t_j)}{R_c^2}}. \quad (\text{XX.63})$$

* Упругостью пласта в пределах контура R_c пренебрежем.

Для более точных подсчетов в расчетную формулу (XX.60) следует вводить не один, а два поправочных коэффициента z_1 и z_2 на несоответствие параметров гидропроводности и пьезопроводности. Тогда изменение давления следует определять по формуле

$$\Delta p_t = -\frac{\mu_n z_1}{4\pi k_n h} \sum_{j=1}^{n_{ст}} \Delta Q_j \text{Ei} \left[-\frac{R_c^2 z_2}{4\kappa (t-t_j)} \right], \quad (\text{XX.64})$$

где $z_1 = \varepsilon_n / \varepsilon_B$; $z_2 = \kappa_n / \kappa_B$; ε_n и κ_n — коэффициенты гидропроводности и пьезопроводности, определяемые по данным гидродинамических исследований скважин.

Коэффициенты z_1 и z_2 или гидропроводность ε_n и пьезопроводность κ_n для законтурной области можно определить путем сопоставления фактического изменения давления с теоретическим. Часто этот путь оказывается трудоемким и результаты получают не всегда точные. Проще можно найти ε_n и κ_n (следовательно, z_1 и z_2) по фактической кривой изменения давления во времени $p = p(t)$.

Изменение депрессии описывается уравнением

$$\Delta p = \frac{\mu_n Q(t)}{4\pi k h} \psi(\tau), \quad (\text{XX.65})$$

где $Q(t) = \beta_3 t$ — изменение дебита круговой галереи по времени t ; β_3 — угловой коэффициент этой зависимости; $\tau = 2\kappa t / R_r^2$ — безразмерное время; R_r — радиус галереи в м.

При $\tau > 1,25$ можно принять

$$\psi(\tau) = \left(1 + \frac{1}{\tau}\right) \ln \tau - 0,8932 + \frac{1,14}{\tau}.$$

Подставляя значения функции $Q(t)$ и $\psi(\tau)$ в (XX.65) получим

$$\Delta p = \frac{\mu_n}{4\pi k h} \frac{\alpha_3 R_r^2}{2\kappa} \tau \left[\left(1 + \frac{1}{\tau}\right) \ln \tau - 0,8932 + \frac{1,14}{\tau} \right].$$

Дифференцируя по τ , получим

$$\frac{d(\Delta p)}{d\tau} = \frac{\mu_n}{4\pi k h} \frac{\alpha_3 R_r^2}{2\kappa} \left(\ln \tau + \frac{1}{\tau} + 0,1066 \right). \quad (\text{XX.66})$$

Представим левую часть последнего равенства как

$$\frac{d(\Delta p)}{dt} = \frac{d(\Delta p)}{d\tau} \frac{d\tau}{dt} = \frac{2\kappa}{R_r^2} \frac{d(\Delta p)}{d\tau}.$$

Или, учитывая (XX.66) и что $2e^{0,1066} = 1,113$, будем иметь

$$\frac{d(\Delta p)}{dt} = \frac{\alpha_3 \mu_n}{4\pi k h} \left(\ln t + \ln \frac{1,113\kappa}{R_r^2} + \frac{1}{\tau} \right).$$

При значениях $\tau > 10$ можно пренебречь величиной $1/\tau$. Тогда получим

$$\frac{d(\Delta p)}{dt} = A_{от} + B_y \ln t,$$

где

$$B_y = \frac{\alpha_3 \mu_H}{4\pi k h}$$

— угловой коэффициент.

$$A_{от} = B_y \ln \frac{1.113\kappa}{R_r^2}$$

— отрезок, отсекаемый прямой на оси dp/dt .

Иначе говоря, построив фактическую кривую изменения давления во времени $p = p(t)$ в координатах dp/dt , $\ln t$, можно по угловому коэффициенту зависимости B_y найти гидропроводность ϵ_B , а по отсекаемому на оси dp/dt отрезку $A_{от}$ — пьезопроводность пласта κ_B законтурной области:

$$\epsilon_B = \frac{k_B h_B}{\mu_B} = \frac{\alpha_3 (\ln t_2 - \ln t_1)}{4\pi \left[\left(\frac{dp}{dt} \right)_2 - \left(\frac{dp}{dt} \right)_1 \right]}, \quad (XX.67)$$

$$\ln \frac{1.113\kappa}{R_r^2} = A_{от} \frac{\ln t_2 - \ln t_1}{\left(\frac{dp}{dt} \right)_2 - \left(\frac{dp}{dt} \right)_1}, \quad (XX.68)$$

где h_B — мощность пласта в водонасыщенной зоне в м; k_B — проницаемость в зоне насыщенной водой в м².

Значения производных dp/dt берутся с прямой, проведенной в результате обработки фактической зависимости $p = p(t)$ в координатах dp/dt , $\ln t$.

Заметим, что при $z_1 = z_2 = 1$ следует ожидать одинаковую мощность, проницаемость и пористость пласта в законтурной области в нефтяной зоне.

При $z = 1$ и $z_2 \neq 1$ можно говорить о вероятности изменения проницаемости пласта в законтурной области. Если $z_1 \neq 1$, а $z_2 = 1$, изменяется мощность пласта в законтурной области.

Соотношение $z_1 = z_2 \neq 1$ может указывать на изменение мощности в законтурной области проницаемости пласта при одинаковой мощности и проницаемости пласта как в законтурной, так и в нефтяной зонах.

Неравенство $z_1 > z_2$ указывает на одновременное изменение мощности и проницаемости пласта и, наконец, неравенство $z_1 < z_2$ — на изменение проницаемости и проницаемости пласта.

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОМОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

§ 1. ЭЛЕКТРОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ АНАЛОГИИ

Практика показала, что полученные с помощью электроинтегратора данные в большинстве случаев хорошо согласуются с фактическими данными разработки пласта. С помощью электроинтегратора получают надежные сведения о процессе обводнения, охвате пласта заводнением по площади с учетом зональной неоднородности и др. Электро моделирование позволяет сравнительно просто определять основные параметры пласта, строить карты фильтрационных потоков, с помощью которых можно рассчитывать процесс заводнения и определять нефтеотдачу пласта, наконец построить карту продвижения фронта обводнения и получить динамику показателей заводнения.

Современная теория гидродинамических расчетов и разработанные на ее основе методы вычислений с использованием электрических интеграторов, ЭЦВМ базируются главным образом на решении дифференциальных уравнений в частных производных с соответствующими начальными и граничными условиями. Например, задача выбора системы рационального размещения скважин, определение перемещения контуров нефтеносности при установившемся режиме фильтрации жидкости решаются на основе дифференциального уравнения Лапласа

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x}{\mu_{ж}} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y}{\mu_{ж}} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k_z}{\mu_{ж}} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = 0. \quad (\text{XXI.1})$$

а при неустановившемся потоке жидкости — на основе уравнения Фурье

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x}{\mu_{ж}} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y}{\mu_{ж}} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k_z}{\mu_{ж}} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \beta^* \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (\text{XXI.2})$$

где k_x, k_y, k_z — проницаемость пласта по направлению осей x, y, z в м^2 ; $\mu_{ж}$ — динамическая вязкость фильтрующейся жидкости в $\text{Па} \cdot \text{с}$; β^* — коэффициент упругоэластичности пласта в Па^{-1} .

Граничные условия, при которых должны решаться уравнения (XX.1) и (XXI.2), зависят от произвольных очертаний контуров нефтеносности, различного расположения скважин и др. При решении этих уравнений получают сложные математические зависимости. Поэтому в свое время возникла необходимость найти решения при помощи различного рода гидравлических моделей нефтяных пластов. Однако оказалось, что количественная оценка дебитов и давлений с помощью гидравлических моделей связана с трудностью создания полного подобия пласта, а также с трудностью измерения параметров. Для изучения

процессов, происходящих в нефтяных пластах, стали применять электрические модели, где гидравлическое сопротивление фильтрующейся жидкости моделируется электрическим сопротивлением электролита.

Аналогия между процессами в электролитических моделях в нефтяных пластах заключается в том, что распределение напряжений в электролите $u = u(x, y, z)$ удовлетворяет тому же уравнению Лапласа (XX.1), что и распределение давлений в нефтяных пластах. В самом деле, если взять сосуд, заполненный электролитом (раствором соли), и установить в нем электроды, по форме подобные контурам скважин и внешнему контуру питания (рис. XXI.1), а затем пропустить ток с таким расчетом, чтобы на электродах установились потенциалы, пропорциональные давлению на скважинах и на контуре питания, то возникнут поля напряжений

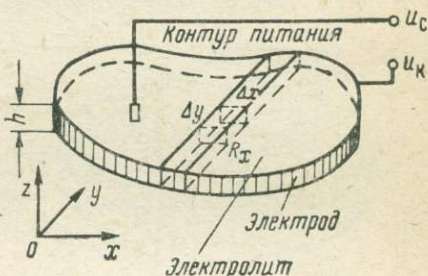


Рис. XXI.1. Электролитическая ванна

и токов, подобные полям давлений и скоростям фильтрации в нефтяном пласте — образуется электрическая модель (ванна). Преимущества таких моделей заключается в простоте их устройства и дешевизне. Однако ряд недостатков (загрязнение электролита в процессе работы, нарушение закона Ома вблизи электродов (скважин), трудность измерений потенциалов, а также возможность моделирования пласта только с постоянным гидравлическим сопротивлением не позволили применять широко модели такого типа. Поэтому в дальнейшем стали искать другие, более совершенные модели. Такими оказались электрические сетки, в качестве сопротивлений в которых были использованы стабильные проволочные сопротивления. Если теперь мысленно разделить объем электролита описанной ванны на ряд элементарных кубиков, то каждый такой кубик электролита будет обладать определенными сопротивлениями в направлении осей x и y

$$R_x = \frac{R_3 \Delta x}{h_3 \Delta y} \quad \text{и} \quad R_y = \frac{R_3 \Delta y}{h_3 \Delta x}, \quad (\text{XXI.3})$$

где R_3 — удельное сопротивление электролита в Ом·м; h_3 — толщина (мощность) слоя электролита в м; Δx и Δy — толщина сторон элементарного кубика в м.

Если заменить сопротивление выделенного кубика электролита проволочным сопротивлением, то получим электрическую сетку (рис. XXI.2), распределение напряжений в узлах которой описывается с большой точностью тем же уравнением Лапласа (XXI.1), если число элементов (узлов) будет оптимальным.

Такие модели из электрических сеток по сравнению с электролитическими имеют ряд преимуществ:

1) с помощью электрических сеток достаточно точно моделируется месторождение любой формы;

2) сетки, изготовленные из стабильных сопротивлений, допускают большие напряжения (20—100 В), вследствие чего результаты измерения получают достаточно точными;

3) сетки можно стучать в нужных местах, а также применять в любых других ортогональных системах координат;

4) сетками переменных сопротивлений можно моделировать месторождения с переменной гидропроводностью;

5) электрические сетки позволяют моделировать процессы фильтрации в двух и более пластах, связанных между собой различным образом.

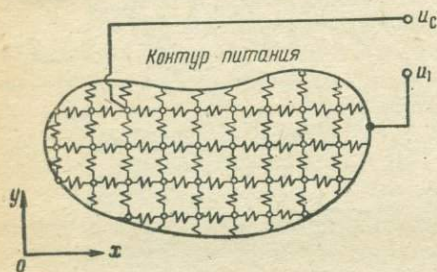


Рис. XXI.2. Электрическая сетка, заменяющая электролитическую ванну

дальнейшей модернизации электрических сеток, что привело к конструированию электроинтеграторов. Ознакомимся с устройством одного из первых интеграторов, появившихся в СССР.

Электроинтегратор ЭИ-С. Электрические сетки (электроинтегратор) состоят из следующих основных частей: сеточной области, устройств для задания граничных условий и измерений.

Сеточная область интегратора изготовлена в виде двух гетинаксовых вертикальных панелей с смонтированными на них переменными сопротивлениями стандартного образца, соединенными в сетку. Измерительное устройство состоит из изолирующего трансформатора, подключаемого к сети переменного тока напряжением 110 В. В качестве нулевого индикатора применен обычный гальванометр G , соединенный со схемой через вибрационный выпрямитель $ВВ$, обмотка возбуждения которого питается от того же трансформатора. Для снятия линий равного напряжения на сеточной области имеется так называемый линейный интерполятор $ЛИ$ (рис. XXI.3).

Приблизительно по такой схеме изготовлен электроинтегратор ЭИ-С с сеткой, рассчитанной на 20 000 узловых точек. Этот электроинтегратор предназначен для решения уравнений типа Лапласа, Пуассона и Фурье. В нем предусмотрено множество сменных элементов, комбинация которых позволяет отобразить неоднородность коллектора. Кроме того, имеется возможность воспроизвести одновременную работу нескольких сотен скважин в любое время эксплуатации месторождения.

Электроинтегратор ЭИ-С, позволяющий решать задачи не только установившихся процессов, но и неустановившихся, состоит из семи основных блоков, связанных друг с другом специальной системой проводов. Два блока, представляющие электрические модели пластов, состоят из электрических сеток сопротивлений и емкостей. Третий блок предназначен для задания граничных условий на внешних и внутренних контурах («скважин»), четвертый блок — для электронного управления электроинтегратором, пятый блок — для задания переменных во времени граничных условий, шестой блок — для задания по области модели начального распределения напряжений и седьмой блок, в котором сосредоточены трансформаторы, выпрямители и стабилизаторы, — для обеспечения питания модели. Здесь же расположены законтурные автоматические устройства, сигнализирующие неисправности в узлах машин.

На электроинтеграторе в основном измеряют напряжения в узлах сеточной области модели. Если необходимо, то по данным замеров строят линии равных напряжений, сопоставимые с линиями равных давлений (картой изобар).

Электроинтегратор ЭИ-С удачно совмещает работу электрической сетки с электронными программируемыми устройствами, он рассчитан для анализа разработки крупных нефтяных месторождений. Решение задач подобного объема на современных ЭВМ пока не представляется возможным. Интегратор проверен на большом числе теоретических задач и показал высокую точность.

§ 2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТКИ

Снятие линий равных давлений

Для снятия линий равных давлений на сеточную область подается напряжение. При помощи интерполятора и гальванометра определяются точки равных сопротивлений, соответствующие точкам равных давлений. После плавного соединения этих точек получают линии равных давлений.

Процесс снятия изолиний на электроинтеграторе ЭИ-С автоматизирован.

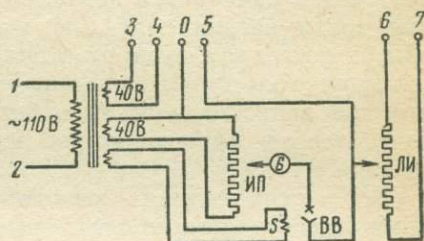


Рис. XXI.3. Схема измерительного устройства

Аппроксимация контура питания на сеточной области

Практически решение задачи моделирования залежи начинают с того, что сеточную область интегратора наносят в определенном масштабе на миллиметровую бумагу или на заранее заготовленные шаблоны. На нанесенную сетку контур размещают таким образом, чтобы он занял возможно большую ее часть.

Так как по условиям задачи по всему контуру питания предполагается одинаковое давление, то на модели граничные узловые точки соединяются проводником, на который и подается общий потенциал. Сопротивление тех реостатов, которые пересекаются с контуром питания, берется не полным, а пропорциональным сопротивлению на отсекаемом отрезке. Этим достигается более точная аппроксимация заданной области на сетке интегратора.

Во многих случаях заданная область разрезается несколькими осями на симметричные части. Распределение линий равных давлений в отдельных симметричных частях области будет тождественно и в этом случае нет необходимости набирать на интеграторе всю область, — достаточно набрать лишь часть ее, вырезанную соседними осями симметрии.

Моделирование скважин

Размеры контура питания обычно настолько велики по сравнению с размерами контура скважин, что если даже охватить контуром питания всю сеточную область, то и тогда линейные размеры контура скважины будут составлять лишь небольшие доли ячейки сеточной области. Ясно, что в этом случае ни о какой аппроксимации контура скважины на сеточной области не может быть и речи. Поэтому для моделирования скважины подключают добавочное сопротивление в какой-либо одной узловой точке области (сетки). Это добавочное сопротивление вычисляется по формуле

$$R_d = \frac{R_{\text{сет}}}{2\pi} \left(a_3 - \ln \frac{r_c}{M} \right), \quad (\text{XXI.4})$$

где $R_{\text{сет}}$ — сопротивление элементов сеточной области; a_3 — постоянная электрических сеток, зависящая от схемы интерполяции (при расположении скважины в узле сетки $a_3 = -1,62$); r_c — радиус скважины¹; M — масштаб сеточной области (число единиц длины, приходящихся на элемент электрической сетки).

¹ При расчете добавочных сопротивлений целесообразно воспользоваться коэффициентами продуктивности, это позволяет избежать определения действительных радиусов скважин.

В целях облегчения процесса выбора сопротивлений на электрической модели ЭИ-С в третьем блоке имеются специальные панели, предназначенные для включения добавочных сопротивлений.

Определение дебитов

Определение дебитов скважин на электрических сетках основано на аналогии законов электротехники и гидродинамики (электрических токов и дебитов в соответствующих точках пласта). Сила электрического тока согласно закону Ома определяется следующим образом:

$$i = \frac{u_1 - u_2}{R_{эс}}, \quad (\text{XXI.5})$$

где u_1 и u_2 — напряжения на концах сопротивления $R_{эс}$; $R_{эс}$ — сопротивление элемента сетки.

Согласно закону Дарси расход жидкости в направлении оси элементарного кубика

$$q = (p_{1с} - p_{2с}) \frac{kh}{\mu_{ж}}, \quad (\text{XXI.6})$$

где $p_{1с}$ и $p_{2с}$ — давления на границах элементов сетки (пласта).

Для сопоставления сеточной области и гидравлических сопротивлений пласта введем коэффициент пропорциональности C_r :

$$R_{эс} = C_r \frac{\mu_{ж}}{kh}. \quad (\text{XXI.7})$$

Точно так же напряжение u в граничных контурах сеточной области, пропорциональное давлению p на граничных контурах месторождения (включая и скважины) представим через коэффициент пропорциональности C_p :

$$u = C_p p. \quad (\text{XXI.8})$$

Введем некоторый коэффициент пропорциональности между силой тока в различных точках сетки и дебитами в пласте C_q :

$$i = C_q q. \quad (\text{XXI.9})$$

Подставляя соотношения (XXI.7)—(XXI.9) в уравнение (XXI.5), получим закон Ома, выраженный через физические величины пласта и коэффициенты пересчета:

$$q = \frac{C_p}{C_q C_r} (p_{1с} - p_{2с}) \frac{kh}{\mu_{ж}}. \quad (\text{XXI.10})$$

Очевидно, для того чтобы уравнение (XXI.10) было тождественно уравнению (XXI.6), необходимо равенство

$$\frac{C_p}{C_q C_r} = 1.$$

Откуда коэффициент пересчета силы тока в дебиты

$$C_q = \frac{C_p}{C_r} \cdot \quad (\text{XXI.11})$$

Таким путем по заранее выбираемым коэффициентам C_p и C_r по формуле (XXI.11) определяется коэффициент пересчета силы тока в дебиты.

Перемещение контура нефтеносности

В процессе эксплуатации нефтяного месторождения при водонапорном режиме контур нефтеносности перемещается (стягивается) в направлении к нефтяным скважинам. Скорость перемещения контура нефтеносности в разных его точках различна.

Строго аналитического решения определения скорости перемещения контура для произвольного контура питания и произвольного расположения скважин не существует. На электрических сетках с точностью, достаточной для инженерной практики, этот вопрос решается сравнительно просто. При помощи измерительного устройства, принцип действия которого основан на компенсационном методе, непосредственно измеряется разность потенциалов в узлах сетки по осям $x - \Delta u_x$ и $y - \Delta u_y$, по которым вычисляются компоненты скорости движения точки в пласте на поверхности раздела двух жидкостей:

$$v_x = \frac{\Delta u_x}{R_x C_q M h m_3} \quad \text{и} \quad v_y = \frac{\Delta u_y}{R_y C_q M h m_3}, \quad (\text{XXI.12})$$

где v_x, v_y — средние скорости в направлении осей x и y ; $\Delta u_x, \Delta u_y$ — разность напряжений, измеренных на элементе сетки в направлении осей x и y ; Mh — площадь грани, нормальной к скорости v_x и v_y , m_3 — эффективная пористость.

Сопротивления по осям x и y пропорциональны гидродинамическому сопротивлению элемента пласта

$$R_x = C_r \frac{\mu_{ж}}{k_x h} \quad \text{и} \quad R_y = C_r \frac{\mu_{ж}}{k_y h} \cdot$$

Следовательно,

$$v_x = \Delta u_x C_{xv} \quad \text{и} \quad v_y = \Delta u_y C_{yv},$$

где $C_{xv} = k_x / C_r \mu_{ж} M m_3$ и $C_{yv} = k_y / C_r \mu_{ж} M m_3$ — коэффициенты пересчета средних градиентов в соответствующие средние скорости.

Практически на электрических сетках оказалось удобнее определять характер перемещения в направлении не элементов сетки, а ее диагоналей. Градиенты, измеренные по диагоналям, следует отнести к составляющим градиентам пересечения диа-

гоналей. И тогда составляющие скорости перемещения фильтрующейся жидкости

$$\left. \begin{aligned} v_a &= \Delta u_a \frac{k}{C_p \mu_{ж} M m_{\Sigma} \sqrt{2}} \cdot \\ v_b &= \Delta u_b \frac{k}{C_p \mu_{ж} M m_{\Sigma} \sqrt{2}} \cdot \end{aligned} \right\} \quad (\text{XXI.13})$$

При одножидкостной системе ($\mu_{в} = \mu_{н}$) линии тока, а следовательно, и поле градиентов при перемещении водонефтяного контакта остаются неизменными и тогда результирующую скорость можно определять как геометрическую сумму

$$v_c = v_a + v_b. \quad (\text{XXI.14})$$

Указанное построение выполняется для ряда точек (a, b, c, d) контура нефтеносности (рис. XXI.4) с плотностью, позволяющей построить кривую без искажений. Для точки, имеющей максимальную скорость (в нашем случае точка a), задаются элементарным перемещением ΔS_a и определяют время перемещения

$$\Delta t = \frac{\Delta S_a}{v_a}.$$

Перемещения остальных точек контура нефтеносности в направлении соответствующих скоростей вычисляются по формулам:

$$\Delta S_b = v_b \Delta t; \quad \Delta S_c = v_c \Delta t; \quad \Delta S_d = v_d \Delta t \text{ и т. д.}$$

На рис. XXI.4 показано новое положение перемещенных точек (a', b', c', d'). Соединяя их плавной кривой, получают новое положение контура нефтеносности (пунктирная кривая). Для следующего перемещения расчеты повторяют до тех пор, пока какая-либо точка не попадет в узел, в котором расположена эксплуатационная скважина или другие граничные контуры.

Общее время продвижения контура определяется как сумма элементарного времени Δt_i

$$T = \sum_{i=1}^{n_{эл}} \Delta t_i, \quad (\text{XXI.15})$$

где $n_{эл}$ — число элементарных перемещений.

Для двухжидкостной системы, когда контур нефтеносности разграничивает две жидкости $\mu_{н}$ и $\mu_{в}$, задача перемещения водонефтяного контакта может также решаться, но с большей затратой труда.

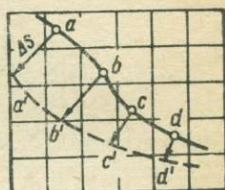


Рис. XXI.4. Перемещение контура нефтеносности

Моделирование процесса нагнетания

При законтурном заводнении часто требуется определить: наилучшую схему размещения нагнетательных скважин, давления, которые следует поддерживать в них, и количество закачиваемой жидкости. Для этого на электрической сетке набирается нефтеносная часть пласта с существующей расстановкой скважин, между контурами нефтеносности и питания распределяются нагнетательные скважины, которые, так же как и эксплуатационные, моделируются путем включения добавочных сопротивлений.

Электрические сетки, применяемые для решения задач фильтрации жидкости при нестационарном режиме

Уравнение (XXI.2) описывает процессы в электрической сетке с соответственным образом подключенными конденсаторами. Это позволяет сравнительно легко моделировать упругий режим разработки залежи.

Между параметром электрической сетки с подключенными конденсаторами и параметром пласта, разрабатываемого в условиях упругого режима, существует полная аналогия. Хорошо известно, что единичный объем поровой среды, насыщенный жидкостью и находящийся под давлением $p_{об}$, обладает запасом энергии

$$E_y = \frac{\beta^* p_{об}^2}{2}. \quad (XXI.16)$$

Аналогично энергия заряженного конденсатора

$$E_k = \frac{C_k u^2}{2}, \quad (XXI.17)$$

где C_k — емкость конденсатора; $u(x, y)$ — напряжение в узловой точке сеточной области.

Сопоставляя уравнения (XXI.16) и (XXI.17), легко заметить уже отмеченную ранее полную аналогию между давлением и напряжением, а также между коэффициентом упругоемкости β^* и емкостью конденсаторов C_k . Поэтому для моделирования процессов разработки пластов при упругом режиме были созданы электроинтеграторы иного типа (со специальным включением конденсаторов в сетку). Применяя закон Кирхгофа для любой узловой точки электрической сетки с потенциалом u_a , будем иметь

$$\frac{u_{\partial} + u_e + u_{жк} + u_3 - 4u_0}{R_3} = C_k \frac{du_a}{dt_{эл}}, \quad (XXI.18)$$

где u_{∂} , u_e , $u_{жк}$, u_3 — потенциалы в четырех точках, окружающих точку с потенциалом u_a ; $t_{эл}$ — продолжительность электрических процессов:

Покрывая пласт сеткой, причем с таким расчетом, чтобы $\Delta x = \Delta y$, на основании закона непрерывности, получим

$$(p_{\partial} + p_e + p_{жс} + p_s + 4p_a) \frac{k}{\mu_{ж}} = \Delta x \Delta y \beta^* \frac{dp_a}{dt_{пр}}, \quad (\text{XXI.19})$$

где p_{∂} , p_e , $p_{жс}$, p_s — давления в четырех точках, окружающих точку с давлением p_a ; $t_{пр}$ — время протекания процессов в пласте.

Вводя коэффициенты пропорциональности для упругоэластичности ($C_{\beta} \beta^* = C_k$) и для времени ($t_{эл} = t_{пр} C_t$) и используя коэффициенты пересчета применительно к условиям пласта, получим

$$(p_{\partial} + p_e + p_{жс} + p_s - 4p_a) \frac{k}{\mu_{ж}} = \frac{C_r C_{\beta} \beta^*}{C_t} \frac{dp_a}{dt_{эл}}. \quad (\text{XXI.20})$$

Уравнение (XXI.20) будет тождественно уравнению (XXI.19) при условии

$$\frac{C_r C_{\beta}}{C_t} \Delta x \Delta y = M^2.$$

Откуда

$$C_t = \frac{C_r C_{\beta}}{M^2} \quad (\text{XXI.21})$$

Выбор коэффициентов пересчета C_{β} и C_r , а также величины M произвольный, но при этом следует учитывать условия измерения и возможные пределы изменения параметров сетки (сопротивления R_s и емкости конденсаторов C_k).

Принципиальная схема измерительного устройства для упругого режима аналогична схеме измерительного устройства для сеток установившегося режима.

Сетка для упругого режима можно применять и для решения вопросов фильтрации газа и газированной жидкости (нефти). На этих сетках путем включения их на переменное напряжение постоянной частоты можно решать экспериментальные задачи по размещению скважин. На этих сетках можно также рассматривать гидродинамические процессы, протекающие в пластах, имеющих не только переменные мощность h и проницаемость k , но и переменную упругость $\beta^* = \beta^*(x, y)$. Для чего емкость конденсаторов C_k берется не постоянной, как при моделировании уравнения Фурье, а переменной, зависящей от координат узлов сетки по закону $C_k = C_{\beta} \beta^*(x, y)$; все остальные параметры не изменяются.

Рабочие циклы, протекающие в электрических сетках, почти мгновенны и непрерывно чередуются. Поэтому измерения на таких сетках ведут с помощью осциллографов или на специальных измерительных устройствах электромеханического или электронного типа. Также имеется ряд других приспособлений, обеспечивающих успешное ведение процесса моделирования (например, специальные устройства дискретного действия — вычислительные машины).

§ 3. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ НА ЭЛЕКТРОИНТЕГРАТОРЕ

Для работы на электроинтеграторе необходимо располагать минимальными исходными геолого-промысловыми данными. Прежде всего необходимо знать контур нефтеносной области со всеми тектоническими и литологическими особенностями пласта (карты мощностей, проницаемостей, пористости); положение контура питания, положение водонефтяного контакта, физические свойства жидкости, насыщающей пласт, пластовое давление и др. Располагая этими данными, можно:

1) по параметрам пласта и выбранным давлениям определить дебиты эксплуатационных и расходы нагнетательных скважин, потери нагнетаемой воды;

2) определить режим работы пласта, при котором потери нагнетаемой воды сводятся к минимуму;

3) по заданным дебитам эксплуатационных и нагнетательных скважин определить забойные давления и распределение давлений по пласту;

4) вычислить расстояния, на которые перемещаются водонефтяные контакты, сроки заводнения и процент обводнения скважин;

5) найти наилучшие варианты размещения скважин;

6) уточнить строение пласта, определить гидродинамические параметры пласта;

7) решить задачи взаимодействия пластов и скважин того же пласта.

На электроинтеграторе ЭИ-С в основном решаются задачи по детальному анализу процесса разработки конкретных нефтяных месторождений при нестационарном режиме и изучаются вопросы дальнейшего повышения интенсивности и рентабельности этого процесса.

Применение электроинтегратора имеет свои недостатки: данные распределения давления в пласте $p = (x, y, z, t)$ и дебитов $q = q(t)$ при заданных параметрах получают в виде графиков или таблиц, в которых учитываются влияние и взаимосвязь непосредственно соприкасающихся элементов пласта. Для этого необходимо знать параметры пласта $kh/\mu_n = f(x, y, z)$ в каждой его точке. Между тем сведения о пласте ограничиваются конечным числом точек (местами включения скважин). Распространение получаемых на скважинах данных на всю область пласта представляет собой трудную и не гарантированную от ошибок задачу (так как площадь, занимаемая скважинами, ничтожно мала по сравнению с площадью всего пласта).

Существенный недостаток решения (получаемого исходя из дифференциальных уравнений в частных производных) — оно справедливо лишь для конкретных граничных условий на внутренних контурах (нагнетательных и эксплуатационных скважинах).

При каждом изменении условий на скважинах (что часто диктуется технико-экономическими соображениями) необходимо фактически заново решать гидродинамическую задачу или заранее находить очень большое число вариантов ее решений.

Указанные недостатки исключаются при использовании методики, обоснованной на введении в рассмотрение интегральных методов (частного вида функции Грина). В этом случае результаты гидродинамических расчетов получаются в форме, при которой состояние рассматриваемого элемента пласта (точки) определяется суммарным (интегральным) влиянием всех остальных элементов (точек) пласта. Исходные данные в теории, использующей понятия коэффициентов влияния и взаимовлияния, наиболее достоверные и легко получаемые на практике данные, относящиеся к внутренним границам исследуемого пласта: давления на контурах скважин p_i , расходы q_i , гидродинамические ($k/h/\mu_n$) и другие физические параметры, непосредственно относящиеся к зоне контуров скважин.

Недостаток заключается также в том, что при решении различных задач на одной и той же модели производится ручной перебор сопротивлений в соответствии с поставленной задачей. Несмотря на практически мгновенное время решения задачи, производительность работы на модели невелика, так как время ручного перебора сопротивлений составляет значительную часть от общего времени решения задачи.

Применение электроинтеграторов для исследования процессов, в которых параметры области изменяются во времени (скажем, продвижение линии раздела нефть — вода с учетом различия вязкостей фильтрующихся жидкостей и непоршневого характера вытеснения), практически неосуществимо, так как время ручного перебора в этом случае неизмеримо возрастает.

Для решения поставленной задачи необходимо иметь интеграторы с автоматически набираемыми сопротивлениями сеточной области, причем перебор сопротивлений должен производиться от команд ЭЦВМ.

Построение таких сеточных моделей в настоящее время становится необходимым, так как для решения большого круга задач разработки нефтяных месторождений все больше привлекается аппарат математической статистики и теории вероятностей, требующий массовых постановок задач с перебором сеточной области.

Кроме того, из-за длительности ручного перебора часты ошибки в работе обслуживающего персонала, численность которого при массовой постановке задач довольно значительна даже для сравнительно небольших сеток.

Существующие конструкции сеточных областей обладают низкой надежностью ввиду применения в них большого числа (порядка $10^5 \div 10^6$) подвижных контактов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Байбаков Н. К., Гарушев А. Р.* Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1977. 234 с., с илл.
2. *Борисов Ю. П., Воинов В. В., Рябинина Э. К.* Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М., «Недра», 1976. 288 с., с илл.
3. *Гиматудинов Ш. К.* Физика нефтяного и газового пласта. 2-е перераб. и доп. издание М., «Недра», 1971. 309 с., с илл.
4. *Донцов К. М.* Теоретические основы проектирования разработки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1965. 287 с., с илл.
5. *Майдебор В. Н.* Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., «Недра», 1971. 231 с., с илл.
6. *Максимов М. И.* Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1975. 488 с., с илл.
7. *Маскет Моррис.* Физические основы технологии добычи нефти. Сокр. и перераб. пер. с англ. М. А. Геймана. М.—Л., «Гостоптехиздат», 1953. 607 с., с илл.
8. *Миронов Т. П., Орлов В. С.* Нефтеотдача неоднородных пластов при заводнении. М., «Недра», 1977. 270 с., с илл.
9. *Орлов В. С.* Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. М., «Недра», 1973. 319 с., с илл.
10. *Пирсон С. Д.* Учение о нефтяном пласте. 2-е издание. Пер. с англ. Под редакцией проф. М. М. Кусакова и др. М., «Гостоптехиздат», 1961. 570 с., с илл.
11. *Проектирование* разработки нефтяных месторождений (принципы и методы). М., «Гостоптехиздат», 1962. 430 с., с илл. Авт. А. П. Крылов, П. М. Белаш, Ю. П. Борисов и др.
12. *Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.* Под общ. ред. проф. И. М. Муравьева. Изд. 3-е перераб. и доп. М., «Недра», 1970. 446 с., с илл.
13. *Справочная книга по добыче нефти.* Под редакцией доктора технич. наук Ш. К. Гиматудинова. М., «Недра», 1974. 703 с., с илл.
14. *Теоретические основы и проектирование* разработки нефтяных месторождений. М., 1959. 283 с., с илл. Авт.: А. П. Крылов, П. М. Белаш, Ю. П. Борисов и др.
15. *Чарный И. А.* Подземная гидрогазодинамика. М., «Гостоптехиздат», 1963. 396 с., с илл.
16. *Чарный И. А.* Основы газовой динамики. М., «Гостоптехиздат», 1961. 200 с., с илл.
17. *Щелкачев В. Н., Ланук Б. Б.* Подземная гидравлика. Под общ. редакцией акад. Л. С. Лейбензона. М.—Л., «Гостоптехиздат», 1949, 523 с., с илл.
18. *Щелкачев В. Н.* Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. (Учебное пособие для нефт. вузов и фак.). М., «Гостоптехиздат», 1959. 467 с., с илл.

Таблица 1
Основные единицы Международной системы (СИ)

Величина		Единица		
наименование	размерность	наименование	обозначение	
			русское	международное
Длина	L	метр	м	m
Масса	M	килограмм	кг	kg
Время	T	секунда	с	s
Сила электрического тока	I	ампер	А	A
Термодинамическая температура	θ	кельвин	К	K
Сила света	J	кандела	кд	cd
Количество вещества	N	моль	моль	mol

Таблица 2
Дополнительные единицы Международной системы (СИ)

Величина		Единица		
наименование	размерность	наименование	обозначение	
			русское	международное
Плоский угол	—	радиан	рад	rad
Телесный угол	—	стерадиан	ср	sr

Таблица 3
Важнейшие производные единицы пространства и времени

Величина		Единица		
наименование	размерность	наименование	обозначение	
			русское	международное
Площадь	L ²	квадратный метр	м ²	m ²

Величина		Единица		
наименование	размерность	наименование	обозначение	
			русское	международное
Объем, вместимость	L^3	кубический метр	m^3	m^3
Скорость	LT^{-1}	метр в секунду	м/с	m/s
Ускорение	LT^{-2}	метр на секунду в квадрате	м/с ²	m/s ²
Угловая скорость	T^{-1}	радиан в секунду	рад/с	rad/s
Угловое ускорение	T^{-2}	радиан на секунду в квадрате	рад/с ²	rad/s ²
Частота периодического процесса (сокращенно—частота)	T^{-1}	герц	Гц	Hz
Частота вращения	T^{-1}	секунда в минус первой степени	с ⁻¹	s ⁻¹

Таблица 4

Важнейшие производные единицы механических величин

Величина		Единица		
наименование	размерность	наименование	обозначение	
			русское	международное
Плотность [средняя плотность, насыпная плотность]	$L^{-3}M$	килограмм на кубический метр	кг/м ³	kg/m ³
Удельный объем	L^3M^{-1}	кубический метр на килограмм	м ³ /кг	m ³ /kg
Сила, в том числе сила тяжести, грузоподъемная или подъемная сила; вес	L, MT^{-2}	ньютон	Н	N
Удельный вес, удельная сила тяжести	$L^{-2}MT^{-2}$	ньютон на кубический метр	Н/м ³	N/m ³
Момент силы, вращающий (крутящий) момент, момент пары сил	L^2MT^{-2}	ньютон-метр	Н·м	N·m
Изгибающий момент				
Давление				

Величина		Единица		
наименование	размерность	наименование	обозначение	
			русское	международное
Нормальное напряжение, касательное напряжение, модуль продольной упругости, модуль Юнга, модуль объемного сжатия	$L^{-1}MT^{-2}$	паскаль	Па	Pa
Градиент давления, градиент напряжения	$L^{-2}MT^{-2}$	паскаль на метр	Па/м	Pa/m
Энергия, работа	L^2MT^{-2}	джоуль	Дж	J
Удельная энергия, удельная работа, удельная жесткость, удельная прочность	L^2T^{-2}	джоуль на килограмм	Дж/кг	J/kg
Мощность	L^2MT^{-3}	ватт	Вт	W
Поверхностное натяжение	MT^{-2}	ньютон на метр	Н/м	N/m
Динамическая вязкость (сокращенно—вязкость)	$L^{-1}MT^{-1}$	паскаль-секунда	Па·с	Pa·s
Кинематическая вязкость	L^2T^{-1}	Квадратный метр на секунду	m^2/c	m^2/s
Проницаемость пористых сред (горных пород)	L^2	квадратный метр	m^2	m^2
Массовый расход, массовая подача насоса, компрессора	MT^{-1}	килограмм в секунду	кг/с	kg/s
Объемный расход (сокращенно — расход), объемная подача насоса, компрессора	L^3T^{-1}	кубический метр в секунду	m^3/c	m^3/s
Массовая скорость	$L^{-2}MT^{-1}$	килограмм в секунду на квадратный метр	кг/(с·м ²)	kg/(s·m ²)

Важнейшие производные единицы тепловых величин

Величина		Единица		
наименование	размерность	наименование	обозначение	
			русское	международное
Температурный коэффициент (линейного расширения, объемного расширения, давления)	θ^{-1}	кельвин в минус первой степени джоуль	K^{-1}	K^{-1}
Количество теплоты (скрытая теплота)	L^2MT^{-2}	джоуль	Дж	J
Удельное количество теплоты, удельная теплота сгорания топлива	L^2T^{-2}	джоуль на килограмм	Дж/кг	J/kg
Теплоемкость системы; энтропия системы	$L^2MT^{-2}\theta$	джоуль на кельвин	Дж/К	J/K
Удельная теплоемкость, удельная энтропия, удельная газовая постоянная	$L^2T^{-2}\theta^{-1}$	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг·К)	J/(kg·K)
Тепловой поток (тепловая мощность)	L^2MT^{-3}	ватт	Вт	W
Теплопроводность	$LMT^3\theta^{-1}$	ватт на квадратный метр · кельвин	Вт/(м ² ·К)	W/(m ² ·K)

Таблица 6

Единицы, допускаемые к применению наравне с единицами СИ

Величина	Единица			Соотношение с единицей СИ
	наименование	обозначение		
		русское	международное	

1. Единицы пространства и времени, механических и тепловых величин

Площадь (земельных участков)	гектар	га	ha	10^4 м^2
Объем, вместимость	литр	л	l	10^{-3} м^3
Плоский угол	градус	...°	...°	" / 180 рад = 1,745 × 10 ⁻² рад
	минута	...'	...'	" / 10 800 рад = 2,909 × 10 ⁻⁴ рад
	секунда	..."	..."	" / 648 000 рад = 4,848 × 10 ⁻⁶ рад

Величина	Единица			Соотношение с единицей СИ
	наименование	обозначение		
		русское	международное	
Время	минута час сутки	мин ч сут	min h d	60 с 3600 с 86 400 с
Масса	тонна	т	t	10 ³ кг
Температура, разность температур	градус Цельсия	°C	°C	Температура Цельсия (символ) определяется выражением $t = T - T_0$, где T — температура Кельвина, $T_0 = 273,15$ К По размеру градус Цельсия равен Кельвину

II. Единицы относительных величин

Относительная величина (безразмерное отношение физической величины к одноименной физической величине, принимаемой за исходную)	единица (число 1) процент	—	—	1
		%	%	10 ⁻²

Таблица 7

Единицы физических величин, подлежащие изъятию и допускаемые к временному применению (дополнительно к единицам СИ, кратным и дольным от них)

Величина	Единица			Значение в единицах СИ, кратных и дольных от них
	наименование	обозначение		
		русское	международное	
Частота вращения	оборот в секунду	об/с	—	1 с ⁻¹ (точно)
	оборот в минуту	об/мин	—	1/60 с ⁻¹ (точно)
Масса	карат	кар	ct	0,2 г (точно)
	центнер	ц	q	100 кг (точно)
Сила, вес	тонна-сила	тс	tf	9,80665 кН (точно)
	килограмм-сила	кгс	kgf	9,80665 Н (точно)
	грамм-сила	гс	gf	9,80665 мН (точно)

Величина	Единица			Значение в единицах СИ, кратных и дольных от них
	наименование	обозначение		
		русское	международное	
Момент силы, момент пары сил	тонна-сила-метр	тс·м	tg·m	9,80665 кН·м (точно)
	килограмм-сила-метр	кгс·м	kgf·m	9,806665 Н·м (точно)
	грамм-сила-сантиметр	гс·см	gf·sm	9,80665 мкН·м (точно)
Удельный вес	тонна-сила на кубический метр	тс/м ³	tg/m ³	9,80665 кН/м ³ (точно)
	килограмм-сила на кубический метр	кгс/м ³	kgf/m ³	9,80665 Н/м ³ (точно)
	килограмм-сила на квадратный сантиметр	кгс/см ²	kgf/cm ²	9,80665 к Па (точно)
Давление и механическое напряжение	килограмм-сила на квадратный сантиметр	кгс/см ²	kgf/cm ²	9,80665 к Па (точно)
Напряжение	килограмм-сила на квадратный метр	кгс/м ²	kgf/m ²	9,80665 Па (точно)
	килограмм-сила на квадратный миллиметр	кгс/мм ²	kgf/mm ²	9,80665 МПа (точно)
	миллиметр ртутного столба	мм рт. ст.	mmHg	133,322 Па
Работа, энергия	бар	бар	bar	100 кПа (точно)
	тонна-сила-метр	тс·м	tf·m	9,80665 кДж (точно)
	килограмм-сила-метр	кгс·м	kgf·m	9,80665 Дж (точно)
Мощность	лошадиная сила-час	л. с.·ч	—	2,64780 МДж
	лошадиная сила	л. с.	—	735,5 Вт
	килограмм-сила-метр в секунду	кгс·м/с	kgf·m/s	9,80665 Вт (точно)
Динамическая вязкость	килограмм-сила-секунда на квадратный метр	кгс·с/м ²	kgf·s/m ²	9,80665 Па·с (точно)
	килограмм на секунду-метр	кг/(с·м)	kg/(s·m)	1 Па·с (точно)

Величина	Единица			Значение в единицах СИ, кратных и дольных от них
	наименование	обозначение		
		русское	международное	
Поверхностное натяжение	килограмм-сила на метр дарси	кгс/м	kgf/m	9,80665 Н/м (точно)
Проницаемость пористых сред — горных пород		Д	D	1,01972 мкм ²
Количество теплоты	мегакалория	Мкал	Mcal	4,1868 МДж (точно)
	килокалория	Ккал	Kcal	4,1868 кДж (точно)
Удельное количество теплоты	калория	кал	cal	4,1868 Дж (точно)
	калория на грамм	кал/г	cal/g	4,1868 кДж/кг (точно)
Удельная газовая постоянная	килокалория на килограмм	ккал/кг	kcal/kg	
	килограмм-сила-метр на килограмм-градус Цельсия	кгс·м/(кг × °С)	kgf·m/(kg·°C)	9,80665 Дж/(кг·К)
Теплопроводность	килокалория в час на метр-градус Цельсия	ккал/(ч·м·°С)	kcal/(h·m·°C)	1,163 Вт/м·К (точно)

Таблица 8

Приставки для образования кратных и дольных единиц

Приставка	Обозначение приставки		Множитель
	русское	международное	
Тера	Т	T	10 ¹²
Гига	Г	G	10 ⁹
Мега	М	M	10 ⁶
Кило	к	k	10 ³
Дека	да	da	10
Деци	д	d	10 ⁻¹
Санتي	с	c	10 ⁻²
Милли	м	m	10 ⁻³
Микро	мк	μ	10 ⁻⁶
Нано	н	n	10 ⁻⁹
Пико	п	p	10 ⁻¹²
Гекто	г	h	10 ²

О Г Л А В Л Е Н И Е

Предисловие	3
Введение	5

Р А З Д Е Л I

РАЦИОНАЛЬНАЯ РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОСНОВЫ ЕЕ КОМПЛЕКСНОГО РЕШЕНИЯ

Глава I. Процесс разработки. Основные понятия и представления	9
1. Режимы работы нефтяных пластов	9
2. Нефтеотдача при различных режимах работы пласта	14
3. Сложные режимы работы пласта	18
Глава II. Комплексное решение проблемы разработки нефтяных месторождений	20
1. Установление рациональной системы разработки	20
2. Последовательность комплексного проектирования разработки месторождений	25
3. Порядок проектирования разработки месторождений, назначение проектных документов	30

Р А З Д Е Л II

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОСНОВАНИЕ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ПРИ КОМПЛЕКСНОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава III. Физико-геологические параметры пласта	41
1. Геологическое строение нефтяной залежи	41
2. Физические свойства коллекторов	43
3. Нефтеносность коллекторов. Коэффициент нефтенасыщения	47
4. Физические свойства жидкости и газа	49
Глава IV. Характеристика неоднородности пластов при проектировании разработки нефтяных месторождений	53
1. Виды неоднородности пластов и методы ее изучения	53
2. Неоднородность пластов по проницаемости	56
3. Определение нижнего предела проницаемости и коэффициента Φ_h слоисто-неоднородного пласта	63
4. Неоднородность пластов по прерывистости	65
Глава V. Гидродинамические методы определения параметров пласта	69
1. Определение параметров пласта при установившемся процессе фильтрации жидкости	69
2. Определение параметров пласта при неустановившемся процессе фильтрации жидкости	72
3. Определение параметров пласта по кривой изменения давления в реагирующей скважине	76
4. Определение параметров пласта при фильтрации газированной нефти	77
5. Термометрические методы исследования скважин	78
Глава VI. Определение параметров трещиноватых и трещиновато-пористых пластов-коллекторов	81
1. Пористость и проницаемость трещиноватых пород	81
2. Определение трещиноватости коллекторов методом материального баланса	88
3. Определение коэффициента упругости	90
4. Определение количества вторгающейся в залежь воды при упруговодонапорном режиме	91
5. Определение параметров трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов по данным исследования скважин	92
6. Определение размеров пористых блоков	93

Р А З Д Е Л III

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Глава VII. Принципиальные схемы (варианты) разработки и размещение скважин	99
--	----

	1. Методы воздействия на пласты и увеличения их нефтеотдачи	99
	2. Размещение скважин и обоснование расчетных вариантов	103
	3. Резервный фонд скважин	106
Глава	VIII. Расчетные схемы — модели пластов и методы оценки показателей на различных стадиях разработки месторождений нефти при заводнении	109
	1. Схематизация условий разработки	109
	2. Обоснование расчетных схем — модели залежей нефти по параметрам пласта	114
	3. Рекомендуемые расчетные схемы — модели пластов на различных стадиях разработки	116
	4. Методы расчетов показателей на различных стадиях разработки при заводнении	118
Глава	IX. Гидродинамические расчеты дебитов и давлений до и после прорыва воды при жестком водонапорном режиме (однородный пласт)	122
	1. Полосовая залежь (одножидкостная система разноцветных жидкостей)	122
	2. Круговая залежь (одножидкостная система)	127
	3. Дебит жидкости, нефти и нефтеотдача до и после прорыва воды в многоярдных системах скважин с учетом различия вязкостей и непоршневого вытеснения нефти водой	131
	4. Расчеты дебитов до и после прорыва воды с учетом геометрии пластовых фильтрационных потоков. Площадное заводнение	136
Глава	X. Гидродинамические расчеты при нагнетании воды и газа в пласт	144
	1. Условия нагнетания воды и гидродинамические расчеты при заводнении	144
	2. Определение давления нагнетания при законтурном заводнении	151
	3. Нагнетание газа в газовую шапку	154
Глава	XI. Методика определения дебитов и нефтеотдачи неоднородных пластов при заводнении	157
	1. Нефтеотдача пластов при вытеснении нефти водой	157
	2. Определение показателей разработки месторождений парафинистой вязкопластичной нефти	167

РАЗДЕЛ IV

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ

Глава	XII. Разработка нефтяных месторождений при упругом режиме	172
	1. Вывод основной формулы упругого режима	172
	2. Пласт ограниченных размеров	183
	3. Определение дебитов скважин при упруго-водонапорном режиме	185
	4. Определение промышленных запасов, получаемых за счет упругих свойств жидкости и пористой среды	186
	5. Схемы разработки нефтяных месторождений	187
Глава	XIII. Разработка нефтяных месторождений при режиме растворенного газа	188
	1. Установившееся движение газированной жидкости в пористой среде	190
	2. Неустановившееся радиальное движение газированной жидкости в пористой среде	195
	3. Приток газированной нефти к скважинам с учетом изменения свойств пластовой жидкости от давления	198
	4. Приближенный метод учета интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию при разработке неоднородных пластов	204
Глава	XIV. Разработка месторождений в условиях вытеснения газированной нефти водой	216
	1. Приближенные гидродинамические расчеты при упругом режиме с последующим переходом на режим вытеснения газированной нефти водой	216
	2. Гидродинамические расчеты при вытеснении газированной нефти водой с применением заводнения при $p_k < p_{нас} > p_{заб}$	223
Глава	XV. Разработка нефтегазовых залежей	227
	1. Особенности разработки залежи в условиях смешанного режима вытеснения газированной нефти газом	227
	2. Особенности разработки залежи при сохранении объема газовой шапки	232
	3. Особенности разработки залежи при постоянном давлении в газовой шапке	234
	4. Особенности разработки залежи при постоянном отборе газа из газовой шапки	236
	5. Особенности разработки залежи с нефтяной оторочкой	237
Глава	XVI. Разработка нефтяных месторождений с подошвенной водой и разработка подгазовой зоны	243
	1. Расчет допустимой депрессии	243

	2. Определение дебитов	247
	3. Коэффициент обводнения и объем нефти, полученной к моменту обводнения	253
	4. Особенности разработки подгазовой зоны	255
	5. Дебит при установившемся притоке при однородной пластовой жидкости к скважинам несовершенным по характеру вскрытия	259
	6. Дебит при притоке нефти и подошвенной воды к рядам эксплуатационных скважин	260
Глава	XVII. Разработка месторождений нефти в трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах	265
	1. Основные дифференциальные уравнения фильтрации жидкости	265
	2. Разработка массивных залежей нефти при различных режимах их эксплуатации	272

РАЗДЕЛ V

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава	XVIII. Основные технико-экономические показатели разработки нефтяных месторождений	281
	1. Оценка экономических показателей разработки	281
	2. Расчет затрат труда	282
	3. Капитальные вложения в разработку нефтяного месторождения	284
	4. Эксплуатационные и приведенные затраты	292
	5. Учет затрат на разведочные работы	297
	6. Оценка сравнительной экономической эффективности систем разработки	299
Глава	XIX. Выбор рационального варианта разработки нефтяного месторождения	302
	1. Проект разработки месторождения, увязка его с плановым заданием	302
	2. Определение уровня добычи нефти месторождения	305
	3. Определение экономических показателей разработки месторождения по избранному варианту	307

РАЗДЕЛ VI

АНАЛИЗ, КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава	XX. Анализ, контроль и регулирование процесса разработки	314
	1. Задачи авторского надзора, анализа, контроля и регулирования при реализации запроектированной системы разработки	314
	2. Определение среднего пластового давления по промысловым данным при различных режимах разработки нефтяных залежей	318
	3. Карты изобар, их применение для анализа и контроля процесса разработки нефтяной залежи	328
	4. Характеристика внешней (законтурной) области при разработке залежи в условиях упругого режима	334
Глава	XXI. Основы электро моделирования процессов разработки нефтяных пластов	338
	1. Электрогидродинамические аналогии	338
	2. Электрические сетки	341
	3. Основные задачи, решаемые на электроинтеграторе	348
	Список литературы	350
	Приложение	351

1376.

2235

1376.