

В. В. СТАСЕНКОВ, И. М. КЛИМУШИН, В. А. БРЕЕВ



МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ  
ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ  
НЕОДНОРОДНОСТИ  
НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

В. В. СТАСЕНКОВ,  
И. М. КЛИМУШИН, В. А. БРЕЕВ

553.98.  
С 77

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ  
ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ  
НЕОДНОРОДНОСТИ  
НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

651



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»  
Москва, 1972



**Методы изучения геологической неоднородности нефтяных пластов.**  
*Стасенков В. В., Климушин И. М., Бреев В. А. М.,* изд-во «Недра»,  
1972, стр. 168

В книге рассмотрены вопросы изучения геологической неоднородности терригенных пластов и изложены основные существующие методы исследования. Показано влияние геологической неоднородности продуктивных пластов на разработку нефтяных залежей на примере ряда месторождений платформенных областей Советского Союза. Особое внимание уделено выявлению закономерностей в строении продуктивных пластов, определяющих различные степени и характер их геологической неоднородности.

На основе предлагаемых различных типов продуктивных пластов по степени их неоднородности рассмотрены методические вопросы обработки геолого-геофизических данных для учета и сравнительной оценки геологической неоднородности терригенных продуктивных пластов при разработке нефтяных залежей.

Книга рассчитана на инженеров-нефтяников, занимающихся вопросами геолого-промыслового изучения при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений.

Таблиц 10, иллюстраций 45, библиография — 134 названия.

## ВВЕДЕНИЕ

Неоднородность горных пород — одно из практически важнейших и наиболее общих их свойств — уже давно привлекает внимание геологов. В последние годы к изучению этой проблемы все чаще стали обращаться и исследователи, занимающиеся вопросами подсчета запасов нефти, проектирования и регулирования разработки нефтяных месторождений. Толчком к более глубокому изучению геологической неоднородности и ее влияния на процесс выработки запасов нефти из залежей послужило широкое внедрение новых методов разработки нефтяных месторождений в условиях законтурного и внутриконтурного заводнения.

Практикой разработки нефтяных месторождений установлено, что продуктивные пласты не являются однородными пористыми и проницаемыми средами. В силу этого выработка запасов и продвижение ВНК по отдельным пластам и пропласткам происходят с различной скоростью, что приводит к разному обводнению добываемой продукции и преждевременному выходу скважин из эксплуатации. Это в свою очередь обуславливает образование невырабатываемых при данной системе разработки участков залежи, за счет чего могут возникнуть значительные потери нефти.

В последнее время в изучении геологической неоднородности пластов и ее влияния на процесс разработки наметился ряд направлений, связанных, с одной стороны, с исследованиями по выявлению характера и степени геологической неоднородности с последующей ее количественной оценкой, с другой — с усовершенствованием методов учета неоднородности пластов при проектировании и анализе разработки.

В процессе проведения этих исследований, выполняемых в различных научно-исследовательских организациях, накопился значительный опыт и разработаны определенные методические приемы как для изучения неоднородности пластов, так и для ее оценки с целью учета при разработке. Однако многие исследователи, занимающиеся этой проблемой, основное внимание уделяют вопросам морфологии коллекторов, не раскрывая достаточно полно закономерности в изменении показателей и параметров, характеризующих геологическую неоднородность. Это не позволяет давать наиболее полную характеристику неоднородности пластов и тем самым ограничивается использование метода геологической аналогии, с помощью которого возможно прогнозирование степени неоднородности пластов вновь вводимого в разработку месторождения с учетом показателей неоднородности по уже изученным залежам.

В данной работе приводятся результаты исследований, проведенных ее авторами в течение 1964—1969 гг., а также результаты работ других исследователей, изучающих проблему геологической неоднородности. Основное внимание уделяется выявлению закономерностей в строении продуктивных пластов и их взаимосвязи с условиями осадконакопления, определяющими характер и степень неоднородности пластов.

Учитывая важность количественной оценки степени неоднородности продуктивных пластов, в работе рассмотрены все известные в настоящее время показатели неоднородности, причем основное внимание уделено тем из них, которые уже достаточно апробированы и нашли практическое применение при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений.

Общеизвестно, что решение любой проблемы геологической науки может быть в значительной степени облегчено при обобщении типичных признаков, характеризующих особенности строения геологического тела. В этой связи в настоящей работе сделана попытка сгруппировать залежи по степени геологической неоднородности слагающих их пластов. В качестве основных критериев были приняты генетический и геотектонический признаки. Для каждой группы намечены пути изучения и оценки неоднородности продуктивных пластов.

Поскольку в настоящее время нефть добывается в основном из месторождений, продуктивные пласты которых слагаются терригенными породами, то все положения в настоящей работе касаются изучения геологической неоднородности терригенных продуктивных пластов платформенных месторождений.

При подготовке к изданию настоящей работы были использованы материалы, любезно предоставленные Л. Ф. Дементьевым и Е. А. Киченко. Большую помощь оказали своими ценными советами В. В. Воинов, З. К. Рябинина и Е. И. Семи́н, а в оформлении материалов — В. В. Рябчикова. Всем этим товарищам авторы выражают искреннюю благодарность и признательность.

Обобщающая работа по изучению геологической неоднородности нефтяных пластов создана впервые. Возможно, в ней не нашли отражения все аспекты изучения этой проблемы, поэтому авторы с благодарностью воспримут замечания и пожелания читателей.

## СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ И МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ

### Понятие геологической неоднородности в нефтепромысловой геологии

Изучением неоднородности нефтеносных пластов с различными задачами и целями занимались многие исследователи, среди которых следует отметить работы М. А. Жданова [40], А. П. Крылова [67], В. С. Мелик-Пашаева [34, 83], Ю. П. Борисова [8, 9], М. И. Максимова [79], М. М. Саттарова [103, 104], М. Л. Сургучева [118], В. А. Бадьянова [3], Б. Т. Баишева [4], В. В. Воинова [15, 18, 19], Л. Ф. Дементьева [25, 29], В. Д. Лысенко [75], О. К. Обухова [88, 89], В. Г. Оганджанянца [90, 91], Е. И. Семина [107, 108], З. К. Рябининой [17, 198] и др. Однако, несмотря на такое значительное число исследователей, среди них до настоящего времени нет единой точки зрения по вопросам терминологии, классификации и оценки неоднородности пластов.

Поскольку исследователи в различных областях геологической науки (нефтяной, твердых полезных ископаемых и др.) вкладывают неодинаковый смысл в понятие неоднородности, а данная работа предназначена для специалистов-нефтяников, то в ней все рассуждения относительно этого понятия ведутся только для нефтепромысловой геологии.

Неоднородность именуется нами геологической, потому что она обусловлена в основном геологическими процессами, результатом которых являются изменение литологии, петрографии, а также физических свойств пород. Это в свою очередь находит свое отражение в виде непостоянства мощности пластов, значительной измен-

чивости коллекторских свойств по площади и разрезу, в характере строения пластов (моноклитные, прерывистые, слоистые, линзовидные и др.), различной производительности скважин и др.

Формулировка понятия геологической неоднородности впервые приводится в работах Е. И. Семина [106, 107] и Л. Ф. Дементьева [25]. Так, Е. И. Семин [107] под геологической неоднородностью понимает изменчивость литолого-физических свойств пород эксплуатационного объекта. Л. Ф. Дементьев [25] дает несколько расширенное определение геологической неоднородности продуктивного пласта, понимая под этим непостоянство, изменчивость как по площади, так и по разрезу литологической характеристики и физических свойств пород, слагающих продуктивный пласт.

Аналогичный смысл в понятие неоднородности вкладывают Ю. В. Желтов и А. В. Кузнецов [37, 38], которые под неоднородностью понимают изменчивость вещественного состава горных пород, их физических и коллекторских свойств.

Виды геологической неоднородности многообразны, что породило появление несколько «узкого» понятия неоднородности у некоторых исследователей, особенно у специалистов-разработчиков. Например, Б. Т. Баишев [4] под неоднородностью пласта подразумевает неоднородность таких его параметров, как проницаемость, пористость, а также неоднородность мощности пласта.

Л. М. Сургучев [118] предлагает неоднородность пластов рассматривать только по проницаемости, имея в виду, что проницаемость наиболее изменчива по сравнению с другими параметрами пласта и, в то же время, это наиболее важный параметр, определяющий характер движения жидкости в пласте.

По характеру проявления и отражения особенностей строения коллектора выделяют неоднородности двух видов: макро- и микронеоднородность, трактуемые, однако, различными исследователями по-разному.

По мнению Е. И. Семина [107], микронеоднородность отражают литологические профильные разрезы, карты распространения мощности коллекторов, карты изменения физических свойств и другие построения, на основании которых проектируется разработка нефтяных

залежей и контролируется процесс эксплуатации. Микронеоднородность отчетливо наблюдается и может быть изучена лишь в образцах керна или шлифах.

Л. Ф. Дементьев [25, 26] дает более четкое определение этих двух понятий. Под макронеоднородностью он понимает изменчивость свойств пласта, обуславливающих морфологию, форму тела коллектора. Следовательно, это мощность пласта, расчлененность, прерывистость и т. п. Под микронеоднородностью подразумевается изменчивость свойств коллекторов, которые связаны с изменением внутренней микроструктуры пород.

Кроме макро- и микронеоднородности пласта, некоторые исследователи [51] выделяют так называемую неоднородность коллектора. По их мнению, микронеоднородность пласта характеризуется многообразием поровых каналов по форме и главным образом по размеру. Макронеоднородность, или геологическая неоднородность, выражается в прерывистости отдельных пропластков в разрезе, линзовидными включениями в толще основного горизонта и др. Первая, по их мнению, существенно влияет на вытеснение нефти, тогда как макронеоднородность предопределяет охват заводнением. В этой связи неоднородность коллектора представляет такую неоднородность пласта, которая наблюдается на участках несоизмеримо больших с размером пор и весьма малых по сравнению с расстоянием между скважинами, т. е. понятие «неоднородность коллектора», по мнению авторов работы [51], занимает промежуточное положение между макро- и микронеоднородностью. По-видимому, выделение этого нового вида неоднородности недостаточно обосновано, так как неоднородность коллектора идентична микронеоднородности в представлении других авторов.

Кроме макро- и микронеоднородности, существуют также неоднородности других видов. Так, М. Л. Сургучевым [118] выделяются:

- 1) зональная неоднородность — изменение свойств пластов от участка к участку, т. е. по площади;
- 2) слоистая неоднородность — единый литологический комплекс, состоящий из слоев различной проницаемости, т. е. по мощности;
- 3) чередование проницаемых и непроницаемых пропластков, т. е. частный случай слоистой неоднородности.

Примерно такого же представления придерживается и Б. Т. Байшев [4], который выделяет неоднородность по площади и неоднородность по мощности. Кроме того, он выделяет неоднородность третьего вида — так называемую «случайную неоднородность». Этот термин предложен им на основании представления о случайном характере изменчивости параметров пласта по объему. В этом случае не совсем ясно, в каких соотношениях находятся неоднородности этих трех видов, так как третий вид выделен скорее по характеру изменчивости параметров, чем по геологическому признаку.

К. А. Хатчинсон [123, 124] также выделяет неоднородности трех типов. Он рассматривает неоднородность: слоистых отложений, в горизонтальном направлении и зависящую от анизотропности породы. Причем сама неоднородность им классифицируется на неоднородность первого (характеризующуюся условиями осадконакопления) и второго (зависящей от вторичных геологических процессов) классов.

По характеру своего проявления М. А. Жданов [40] выделяет неоднородности пластов трех основных типов. Первый тип — неоднородность, связанная с расслаиванием единого горизонта на ряд прослоев, широко развитых на площади. Неоднородность этого типа изучают путем зональной корреляции разрезов и составления зональных карт. Второй тип — неоднородность, связанная с частичным замещением пористых пород глинистым веществом на отдельных участках горизонта; эта неоднородность характеризует прерывистость пластов. Неоднородность третьего типа связывается с резким изменением коллекторских свойств горизонта по всей его мощности. По своей приуроченности на структуре им также различаются неоднородности: 1) краевая, 2) центральная и 3) площадная.

Таким образом, М. А. Жданов разграничивает неоднородность мощности горизонта и неоднородность его коллекторских свойств, причем для мощности выделяет неоднородность по разрезу и по площади (неоднородность первого типа) и неоднородность по объему продуктивного горизонта (неоднородность второго типа).

Е. Я. Дмитриев и В. С. Мелик-Пашаев [34] выделяют вертикальную неоднородность, которая выражается в расчлененности продуктивного горизонта непроницаемы-

ми прослоями, и горизонтальную неоднородность, проявляющуюся в резком изменении литологических свойств пород по всей площади залежи.

Другие исследователи [38, 58] предлагают выделять два вида неоднородности: литологическую и по проницаемости. Причем авторы работы [58] под литологической неоднородностью пласта понимают сильную фациальную изменчивость коллекторов как по площади, так и по мощности, частое замещение коллекторов непроницаемыми породами, частое выклинивание, в то время как авторы работы [38] считают, что неоднородность этого вида проявляется в чередовании прослоев песчаников и глин внутри горизонта.

Иногда в пределах одного типа неоднородности выделяются ее различные модификации; так, неоднородность пород по площади условно разделяется на два резко отличных вида. В первом случае неоднородные участки очень малы и их распределение хаотично, случайно. Вторая разновидность неоднородности пород по площади характеризуется тем, что размеры неоднородных участков достаточно велики, чтобы существенно влиять на процесс фильтрации.

А. И. Леворсен [72] считает, что изменение и характер коллекторских свойств пород зависят, в первую очередь, от условий отложения пород, степени однородности размеров частиц и свойств материала, слагающего породу; и во вторую очередь, — от уплотнения частиц, вторичной цементации, трещиноватости и т. п. Поэтому им выделяется неоднородность первого и второго классов, или первичная и вторичная. Таким образом, автор признает, что неоднородность продуктивных пластов, изменчивость их параметров как по площади, так и по разрезу в конечном счете зависят от условий осадкообразования и последующих геологических процессов.

На основании изложенного можно сделать вывод, что выделение разновидностей геологической неоднородности — закономерный процесс познания при изучении различных ее проявлений. Однако в ряде случаев один и тот же термин имеет различное толкование. Это относится к понятию геологической неоднородности и к таким ее видам, как макро- и микронеднородность, неоднородность по площади и особенно неоднородность по разрезу. Последняя подразумевает изменчивость параметров как

в пределах одного пласта, так и по всему разрезу терригенной толщи. То же несоответствие наблюдается в понимании макронеоднородности. В одном случае это изменчивость распространения мощности коллекторов и их физических свойств; в другом — изменчивость только морфологии тела коллектора, т. е. мощности, поверхности и т. д.

Нет единого мнения и в выборе объекта исследования. Одни предлагают изучать неоднородность пород, слагающих пласт [25] или эксплуатационный объект [18, 107], другие считают необходимым изучать неоднородность вещественного состава, физических и коллекторских свойств горных пород вообще [37]. Поскольку в настоящей работе мы изучаем геологическую неоднородность в прикладном значении, и в частности для целей разработки нефтяных месторождений, то, по нашему мнению, объект исследования должен быть конкретным (пласт, горизонт, толща, эксплуатационный объект) в зависимости от поставленных задач и стадии состояния месторождения (разведка, опытная эксплуатация, проектирование или анализ разработки).

В результате анализа большого числа работ можно сделать вывод, что в нефтепромысловой геологии под *геологической неоднородностью изучаемого объекта следует понимать всякую изменчивость характера и степени литолого-физических свойств слагающих его пород по площади и разрезу.*

При характеристике неоднородности любого изучаемого объекта целесообразно рассматривать два вида: макро- и микронеоднородность.

Макронеоднородность изучаемого объекта характеризуется в разрезе чередованием пород-коллекторов с практически непроницаемыми породами. На границе этих разностей основные параметры продуктивных пластов будут изменяться резко и скачкообразно.

Микронеоднородность отражает структурные, текстурные и другие особенности строения выделенной для изучения «однородной» породы. Коллекторские свойства в этом случае изменяются более плавно и непрерывно.

Поскольку месторождения в основном многопластовые и, как правило, единый эксплуатационный объект содержит значительное число пластов и пропластков,

скоррелированных по площади, то геологическую неоднородность целесообразно изучать по разрезу и по площади. Изучение неоднородности этих видов позволит не только охарактеризовать изменчивость величин параметров по объему, влияющих на распределение запасов нефти в недрах и их выработку, но и увязать эту изменчивость с условиями осадконакопления и последующими геологическими процессами.

При всех этих изучениях необходимо конкретизировать масштаб исследований, т. е. они должны проводиться в региональном масштабе или на отдельном месторождении. В настоящей работе обобщение опыта изучения геологической неоднородности нами рассматривается в масштабе месторождения.

Кроме того, как будет показано в дальнейшем, при изучении геологической неоднородности весьма важно выделить генетически однородные (с точки зрения геологической истории) объекты исследования, ибо только в этом случае можно объективно оценить как степень неоднородности, так и характер изменчивости основных параметров продуктивных пластов.

### Существующие методы изучения геологической неоднородности

В настоящее время при изучении геологической неоднородности пластов в зависимости от целей и задач исследований, стадии изученности месторождения широко применяются различные методы, которые с определенной долей условности можно объединить в три группы:

- а) геолого-геофизические;
- б) лабораторно-экспериментальные;
- в) промыслово-гидродинамические.

Условность такого выделения объясняется прежде всего тем, что в процессе изучения неоднородности пластов необходим комплексный анализ данных, полученных в результате исследований различными методами, однако в каждом конкретном случае полнота комплексного решения вопроса определяется возможностью применения того или иного метода и его «разрешающими» способностями. Вследствие этого характеристика неоднородности пластов, как правило, дается на основе не всех, а части методов.

В практике геолого-промыслового изучения залежей в последнее время все шире используются приемы и методы математической статистики и теории вероятности. Однако вероятностно-статистические методы являются не методами изучения, а в основном методами оценки степени неоднородности пластов, с помощью которых обрабатывают геолого-промысловые данные. Вопросы применения этих методов при изучении геологической неоднородности рассматриваются ниже.

### *Геолого-геофизические методы*

К этой группе методов изучения геологической неоднородности пластов нами относится весь комплекс исследований по обработке фактического материала, полученного в процессе бурения скважин, включая обработку данных анализа кернов и результатов интерпретации промыслово-геофизических исследований скважин.

Этими методами производятся детальное изучение разреза залежи, его расчленение и корреляция разрезов скважин с учетом литолого-петрографической, палеонтологической и промыслово-геофизической характеристик пород. Конечным результатом геолого-геофизических методов являются как геологические профили и литологические карты, отображающие особенности строения продуктивных пластов по разрезу и площади, так и выявленные зависимости между отдельными параметрами пластов.

Первый и наиболее важный этап при изучении неоднородности пластов геолого-геофизическими методами — расчленение продуктивного горизонта (пласта) на отдельные пласты (пропластки), если он сложен серией литологически изменчивых песчано-алевролитовых пород, а также их корреляция по площади. При этом следует отметить, что корреляция должна касаться одновозрастных участков разреза, ибо изучение литолого-петрографической и промыслово-геофизической характеристик разновозрастных частей разреза с целью выявления особенностей и закономерностей в их строении может привести к серьезным ошибкам и неправильным выводам.

Такая необходимость вызвана прежде всего тем, что до настоящего времени в практике нефтепромысловой геологии нет четкого и единообразного деления разреза на пласты, пачки, горизонты и др. с учетом их стратиграфической и литолого-фациальной характеристик. Так, в одних работах ряд разновозрастных, генетически не связанных между собой пластов объединяют в общее понятие «пласт» (VIII пласт нефтяных месторождений Прикумского района Ставропольского края), в других — один, достаточно однородный пласт называют горизонтом (горизонт  $D_1$  на Бавлинском месторождении), в то время как на месторождениях Узень и Жетыбай к горизонту относят серию мощных литологически неоднородных пластов. Наконец, нередко еще бытуют такие выражения при характеристике продуктивной части разреза, как «отложения» (менилитовые отложения на месторождениях Западной Украины). Подобная неопределенность в наименовании объекта изучения не позволяет в ряде случаев сопоставлять характеристики и параметры отдельных объектов изучения и затрудняет сравнительный анализ неоднородности продуктивных пластов.

Нет необходимости детально излагать методику корреляции пластов — она достаточно подробно изложена в ряде учебных пособий [40]. В зависимости от задач, стоящих при изучении геологического строения залежи, различают общую и детальную (зональную) корреляции [40].

Одна из первых задач при общей корреляции, которую обычно проводят в период разведки месторождения при редкой сетке скважин, — выделение в разрезе маркирующих горизонтов или пластов (иначе «реперов»), имеющих определенное стратиграфическое положение в разрезе и выделяющихся по всему комплексу геологических и геофизических данных. В период общей корреляции, кроме данных кернового материала, необходимо использовать и данные других исследований и анализов (минералогического, макро- и микрофаунистического, споро-пыльцевого).

Примером такого комплексного подхода к проведению корреляции пластов может служить работа по изучению юрских отложений месторождения Узень сотрудниками лаборатории детальной и промышленной разведки ВНИИ [35]. На рис. 1 приведена одна из схем

корреляции XVI—XVII горизонтов этого месторождения, свидетельствующая о том, что уже на стадии разведки в продуктивном разрезе можно выделить не только отдельные горизонты, но и пласты коллекторов (песчани-

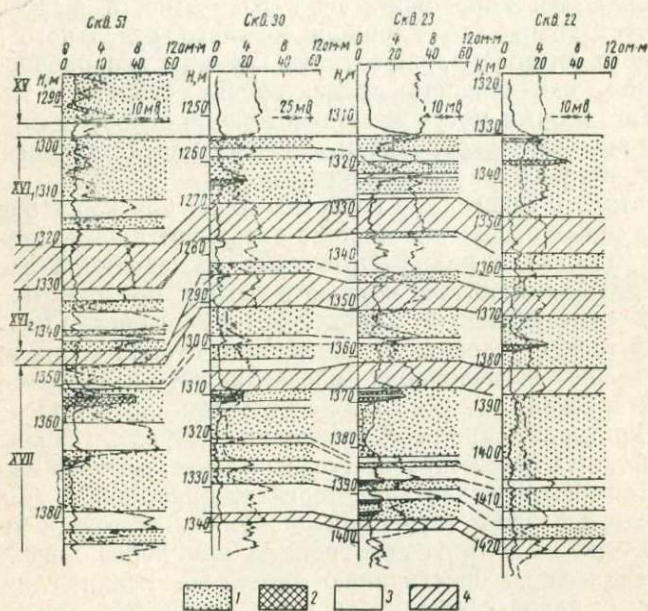


Рис. 1. Схема корреляции пластов XV—XVII продуктивных горизонтов месторождения Узень [35]:

1 — песчаник, алевролит (коллектор); 2 — сильно известковый песчаник (неколлектор); 3 — глина, глинистый алевролит (неколлектор); 4 — глинистый раздел между горизонтами.

ки и алевролиты) и неколлекторов (глины и сильно известковые песчаники).

Для более полного познания сложной картины строения литологически изменчивых, неоднородных пластов и осуществления рациональной разработки важное значение приобретает детальная (зональная) корреляция. В процессе детальной корреляции в разрезе продуктивных горизонтов (эксплуатационных объектов) выделяют зональные интервалы, которые характеризуются аналогичной конфигурацией кривых

промыслово-геофизических исследований и идентичными литолого-физическими свойствами, выдерживающимися на более или менее значительной площади залежи. Безусловно, для проведения такой работы необходима значительная разбуренность залежи.

Зональная корреляция дает возможность выяснить распространение по площади каждого отдельного зонального интервала, определить границы его распространения, изменчивость коллекторских свойств и т. д., данные которых могут быть положены в основу построения зональных карт, дающих первое представление о зональной неоднородности пластов.

Литолого-физические свойства пород при корреляции терригенных отложений хорошо отражают данные электрометрических и радиометрических исследований скважин, дающие наиболее полную в смысле представительности сравнительную характеристику свойств пород. Кроме того, в условиях ограниченного отбора керна геофизические исследования обеспечивают непрерывную характеристику вскрываемых скважиной пластов. Основным критерием при сопоставлении разрезов скважин терригенных отложений по геофизическим данным является геоэлектрическая характеристика разреза.

Если в разрезе изучаемой продуктивной толщи имеются четкие электрические реперы или хорошо выдерживающиеся по простирацию отдельные пачки глин и песчаных пород с устойчивой геоэлектрической характеристикой, причем сохраняется определенная последовательность напластования литологически различных пород в пачке, то можно достаточно уверенно сопоставлять между собой разрезы ряда скважин только по диаграммам стандартного каротажа без применения других методов корреляции (см. рис. 1).

При изучении более сложного разреза диаграмм стандартного каротажа оказывается недостаточно, поэтому в этих случаях привлекаются результаты других геофизических методов, которые позволяют более точно увязать разрезы скважин, уточнить литологический состав пластов, трудно расчленяемых по данным стандартного каротажа.

Вследствие того что изменение диаметра скважин в процессе бурения тесно связано с литологическим составом пород, слагающих разрез, то эта особенность может

быть использована как для уточнения литологического состава пластов, трудно расчленяемых по данным стандартного каротажа, так и при корреляции. Например, условия проведения электрометрических исследований для терригенной части нижнего карбона в пределах Новохазинской площади таковы, что по данным стандартного электрокаротажа трудно выделить отдельные литологические разности и провести корреляцию. В этом случае, учитывая различную способность глин и песчаников к размыванию в процессе бурения, можно использовать при корреляции кавернограммы, по которым достаточно четко выделяются глинистые пласты (рис. 2).

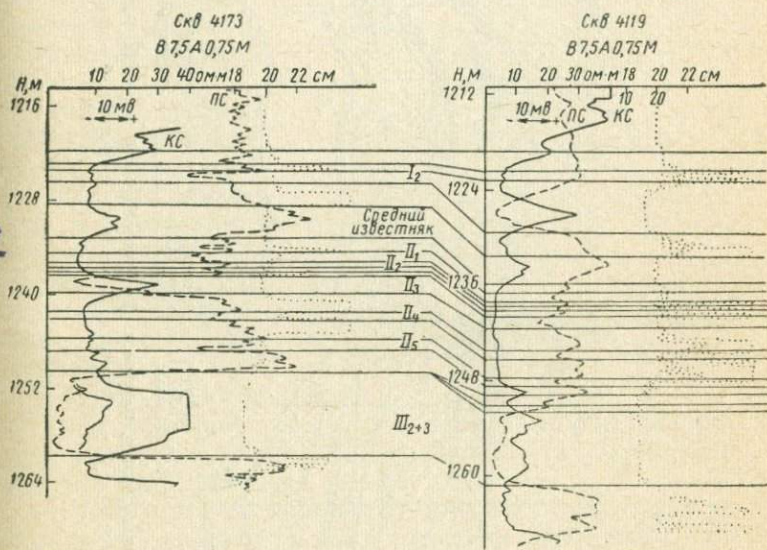


Рис. 2. Использование кавернограмм при выделении пород-коллекторов на примере Ново-Хазинской площади

Параллельно с корреляцией пластов необходимо строить геологические профили (рис. 3), позволяющие проследить взаимосвязь различных продуктивных пластов по разрезу и площади, а также оценить количественно прерывистость пластов, учет которой необходим при расчете технологических показателей разработки и коэффициента нефтеотдачи [9]. Геологические профили



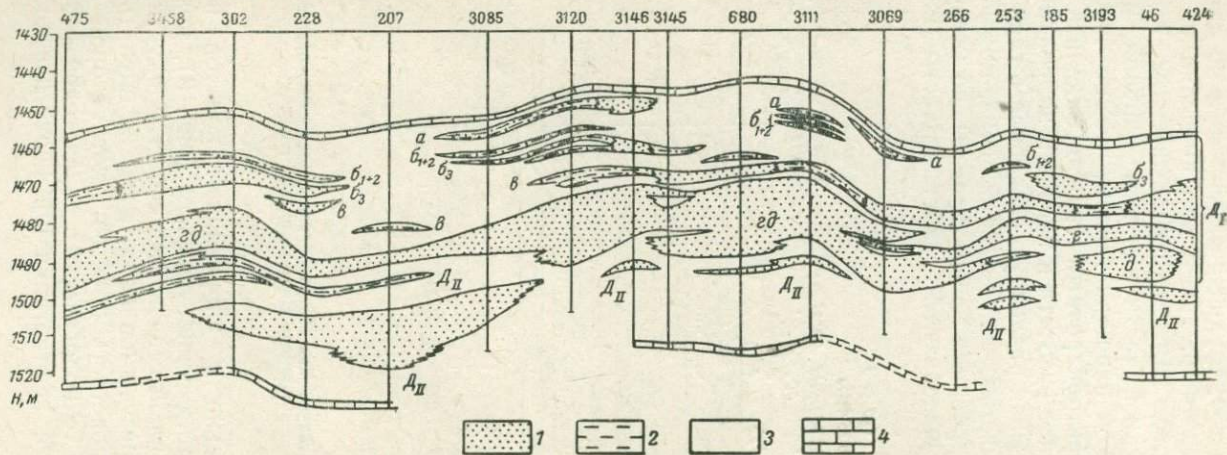


Рис. 3. Геологический профильный разрез горизонта Д<sub>I</sub> Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения:  
 1 — песчаник; 2 — алевролиты; 3 — глины, аргиллиты; 4 — известняки

обычно проводят по направлениям, наиболее полно отражающим особенности строения залежи [40].

Необходимо помнить и иметь в виду, что наши представления о геологическом строении залежи с литологически - неоднородными пластами существенно меняются в зависимости от числа пробуренных скважин. В этой связи геологические профили следует использовать в соответствии с целями и задачами исследований.

Геолого - промышленная практика изучения геологического строения советских и зарубежных месторождений показала целесообразность построения, кроме геологических профилей и схем корреляции, следующих карт:

— общих мощностей горизонта, которые обычно строят для изучения условий осадконакопления, палеотектонических особенностей и др. (рис. 4);

— эффективных мощностей горизонта (пласта), на которых показывают суммарные мощности только проницаемых прослоев-коллекторов (рис. 5). При этом если коллекторы на некоторых участках выклиниваются, а скважины более или менее равномерно покрывают площадь, нулевую линию проводят на половине расстояния между скважинами. При проведении линии нулевой мощности необходимо учитывать выявленные закономерности в изменении эффективных мощностей [70]. Карты эффективной мощности пласта применяют в основном при подсчете запасов нефти и газа, проектировании и анализе разработки нефтяных залежей. Кроме того, исходя из практических задач (прежде всего под-

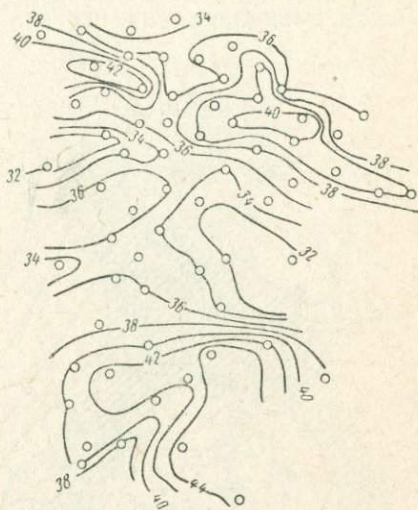


Рис. 4. Карта общих мощностей терригенной пачки нижнего карбона Карлово-Сытовского месторождения [128]

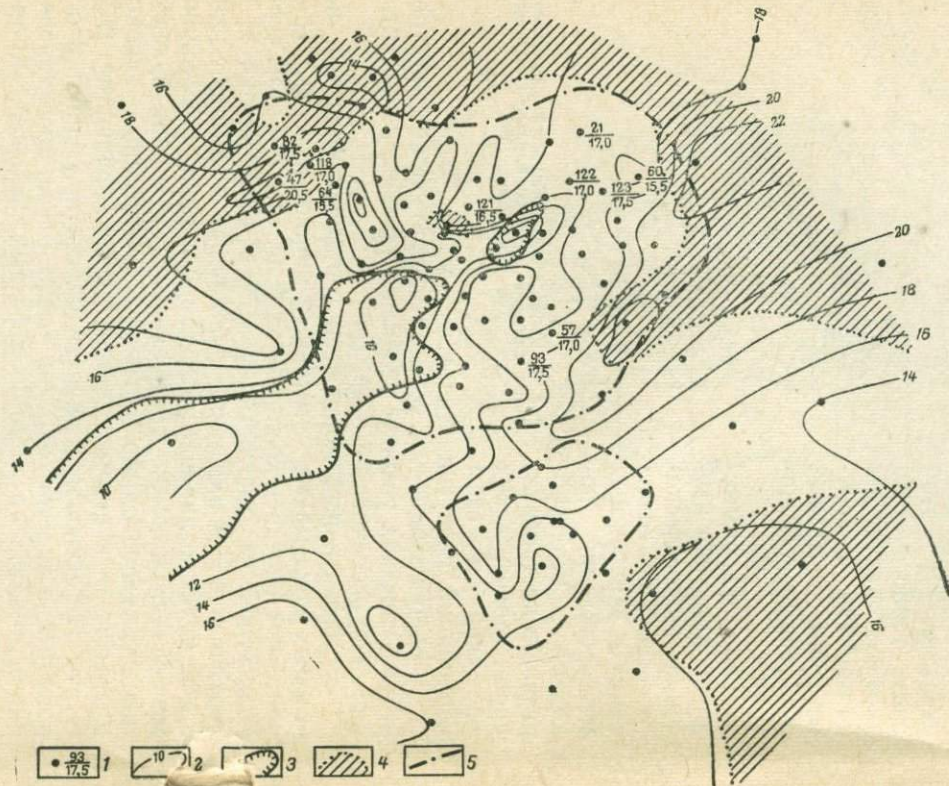


Рис. 5. Карта суммарной эффективной мощности пласта IX месторождения Озек-Суат:

1 — пробуренные скважины (в числителе—№ скважины, в знаменателе — эффективная мощность); 2 — изопахиты; 3 — зона отсутствия коллектора пропластка IX<sub>2</sub>; 4 — зона слияния пропластков IX<sub>1</sub> и IX<sub>2</sub>; 5 — контур нефтеносности

счета запасов), наряду с картой эффективной мощности строят карты эффективной нефтенасыщенной мощности пласта, на которой показывают лишь мощности пористых нефтенасыщенных пластов;

— распространения коллекторов или зональных интервалов (рис. 6), на основе которых оценивают преры-

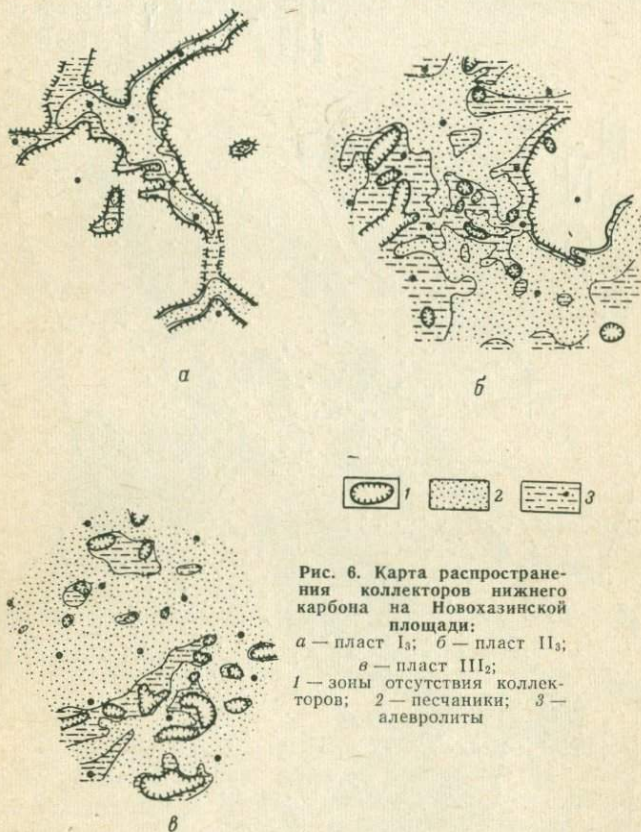


Рис. 6. Карта распространения коллекторов нижнего карбона на Новокахинской площади:  
 а — пласт I<sub>3</sub>; б — пласт II<sub>3</sub>;  
 в — пласт III<sub>2</sub>;  
 1 — зоны отсутствия коллекторов; 2 — песчаники; 3 — алевролиты

вистость продуктивных пластов [9, 101]. Чаще всего такие карты совмещают с картами эффективных мощностей;

— распространения зон слияния пластов (рис. 7), которые позволяют установить возможные зоны перетоков нефти или обводнения за счет слияния с водоносным горизонтом;

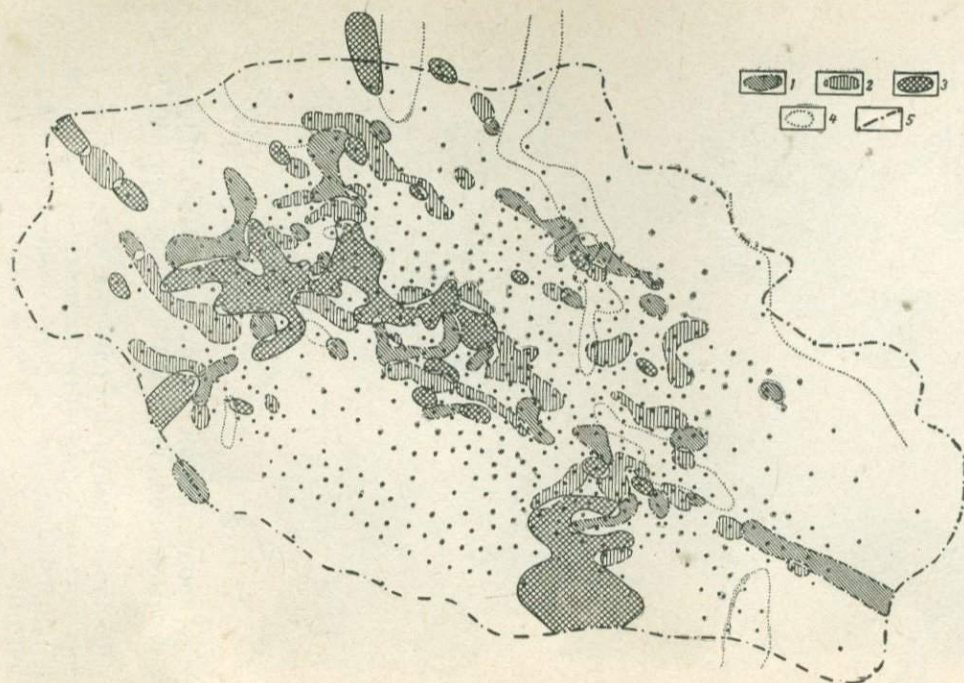


Рис. 7. Карта распространения зон слияния пластов горизонта  $D_{IV}$  на Шкаповском месторождении:

- 1 — зоны слияния пластов  $D_{IV-1}$  и  $D_{IV-2}$ ;
- 2 — зоны слияния пластов  $D_{IV-2}$  и  $D_{IV-3}$ ;
- 3 — зоны слияния пластов  $D_{IV-1}$ ,  $D_{IV-2}$  и  $D_{IV-3}$ ;
- 4 — зоны слияния верхней и нижней пачек;
- 5 — внешний контур нефтеносности

— пористости и проницаемости (рис. 8), используемых для изучения характера и закономерностей изменения коллекторских свойств пластов. Эти карты составляют лишь в тех случаях, когда по залежи накоплен большой фактический материал, которым более или менее равномерно освещена вся площадь месторождения и если значения указанных параметров значительно изменяются по площади;

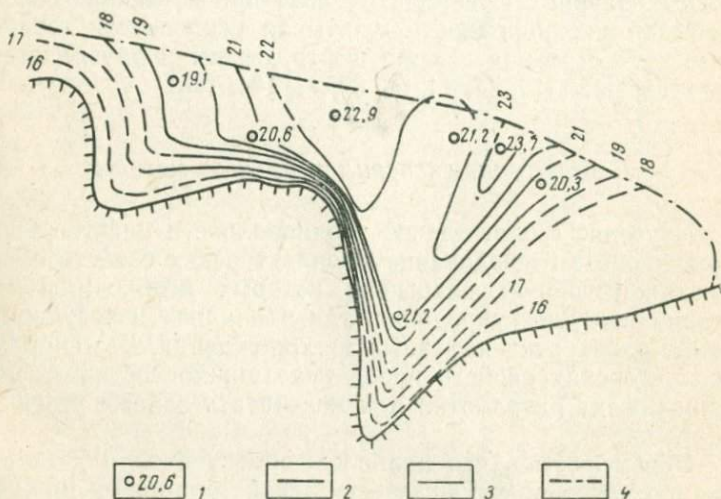


Рис. 8. Карта пористости II майкопского горизонта Ключевского месторождения [88]:

1 — точка встречи скважины с пластом и величина пористости в %; 2 — линия выклинивания горизонта; 3 — линия равной пористости; 4 — контур нефтеносности

— геофизических параметров, характеризующих коллекторские свойства пластов, например  $\Delta$  ПС [39].

Указанный перечень карт не является необходимым минимумом при изучении геологической неоднородности пластов. В каждом конкретном случае следует, учитывая особенности геологического строения месторождения, четко определять задачи дальнейших исследований.

Так, нецелесообразно в условиях частого чередования песчаных и глинистых прослоев, которые имеют практически повсеместное распространение по площади (например, палеоценовые отложения Западной Кубани),

строить зональные карты и карты эффективных мощностей по отдельным прослоям. В то же время в этих условиях, как это было показано в работе [88], с большим успехом применяется метод совмещения карт суммарных эффективных мощностей с картами расчлененности продуктивного горизонта, на которых указывается число прослоев в разрезе каждой скважины.

Наряду со сказанным выше в различных нефтегазонасных районах Советского Союза при изучении геологической неоднородности, учитывая особенности геологического строения залежи нефти, строят и другие карты и графики [13, 42, 44, 68, 87, 94, 104, 128].

### *Лабораторно-экспериментальные методы*

Изучение геологической неоднородности пластов тесно связано с исследованием коллекторских свойств слагающих их пород, данные о которых необходимы на стадии как проектирования, так и анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений. Без знания коллекторских свойств пород невозможно составить ни один проект разработки или подсчитать запасы углеводородов.

Общезвестно, что наиболее объективное и детальное представление о физических свойствах пород можно получить в результате исследования образцов керна лабораторными методами. После бурения достаточного числа скважин и проведения соответствующих исследований для этой цели используют также методы промысловой геофизики.

При лабораторных исследованиях определяют такие величины, как: пористость, проницаемость, гранулометрический состав, карбонатность, водонасыщенность. Само по себе определение всех этих величин в достаточной степени дает объективную оценку неоднородности изучаемого пласта. Однако из-за ограниченного отбора керна нередко возникают значительные трудности в привязке данных этих исследований к разрезу скважин, поэтому прежде чем распространять значения параметров пласта на весь объем залежи или же отдельной ее части, необходимо провести тщательную привязку исследованных образцов керна.

Методика привязки керна изложена в работах [59, 82], а пример комплексного подхода к привязке керна к каротажному разрезу приведен на рис. 9.

В результате привязки керна в продуктивном разрезе выделяются прослой коллекторов и неколлекторов. Данные лабораторного анализа кернов можно использовать при построении карт пористости и проницаемости, а также для характеристики закона распределения и средних значений этих параметров с целью учета их при гидродинамических расчетах.

В лабораторных условиях неоднородность пластов можно изучать и экспериментальным путем на моделях пласта. При таких исследованиях чаще всего изучают влияние искусственно созданного неоднородного пласта на процесс вытеснения нефти водой.

Большинством исследователей [7, 124] было доказано, что показатели процесса вытеснения в значительной степени зависят от взаимного расположения слоев. Лучшие результаты получаются, когда высокопроницаемый слой расположен под малопроницаемым. В этом случае нефтеотдача пласта при прочих равных условиях

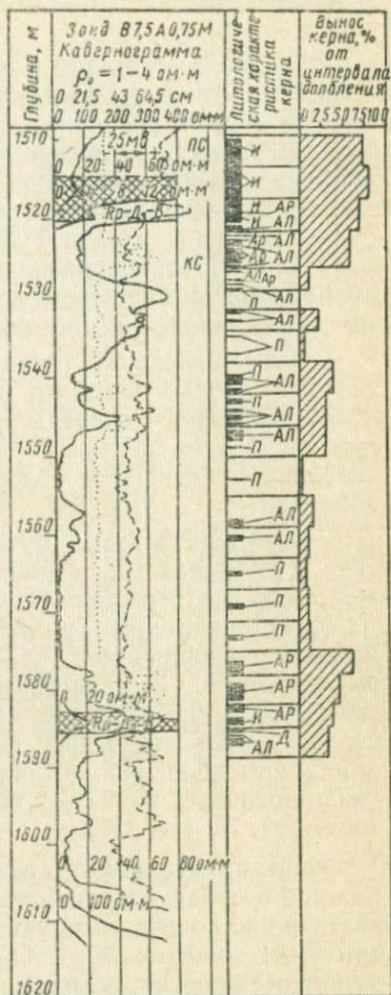


Рис. 9. Пример комплексной привязки керна [59]:

П—песчаники; АЛ—алевролиты; АР—  
аргиллиты; И—известняки; Д—доло-  
миты

увеличивается на 0,8—1,0% по сравнению с обратным положением.

При такой постановке эксперимента изучают влияние слоистой неоднородности пластов на процесс вытеснения. Для изучения зональной неоднородности модель пласта изменяют и она представляет собой набор участков различной проницаемости, расположенных в шахматном порядке. Опыты, проведенные Ш. К. Гиматудиновым [21] для условий Туймазинского месторождения, показали, что такое расположение участков различной проницаемости обуславливает неравномерное продвижение контуров нефтеносности.

Другие исследователи [124] на основании экспериментальных данных считают, что неоднородность определяется в первую очередь различием размера пор в породе. Причем песчаные породы при прочих равных условиях оказываются более однородными, чем известковистые.

Экспериментальным путем было доказано [54, 91, 124], а результатами разработки многих нефтяных залежей было подтверждено [1, 44, 48, 126, 128], что на нефтеотдачу значительно влияет наличие в продуктивном разрезе непроницаемых прослоев. Однако на процесс вытеснения, кроме геологических, влияют и многие другие факторы (природа коллектора, скорость фильтрации, вязкость жидкости и др.), поэтому неоднородность пластов с помощью лабораторно-экспериментальных исследований следует изучать в комплексе с указанными факторами [7, 78, 118, 127].

Экспериментальные методы изучения неоднородности пластов позволяют познавать не только качественную, но частично и количественную сторону явлений. Однако при этом невозможно создать и обеспечить реальные пластовые условия, вследствие чего результаты экспериментов не всегда достаточно уверенно можно распространять на реальные промысловые условия. Поэтому в последнее время стали использовать электрические модели, с помощью которых можно не только изучить, но и оценить и учесть неоднородность пластов на различных стадиях разработки нефтяных месторождений [53, 54, 65, 71]. Так, например, электроинтегрирование продвижения контуров нефтеносности в результате за-

качки воды на Ромашкинском месторождении [71] позволило:

1) оценить степень выработки отдельных пластов горизонта  $D_1$  и дать необходимые рекомендации по ее улучшению;

2) выявить зоны и определить возможные потери нефти на линии нагнетания, обусловленные отсутствием отбора в промежуточных скважинах или переводом их под закачку до обводнения;

3) предвидеть возможное обводнение скважин по определенному пласту или группе пластов, а также примерно оценивать, по какому пласту вода подошла к забою скважины.

Применение электрических моделей позволяет решить и другие вопросы, связанные с изучением геологической неоднородности пластов.

Исследованиями [64, 65], проведенными во ВНИИ на примере горизонта  $D_1$  Бавлинского месторождения и Александровской площади, было показано, что характеристики разработки (срок разработки, дебиты, динамика изменения ВНК и др.) во многом зависят не от средних значений параметров отдельных участков, а от взаиморасположения их относительно друг друга. Однако для моделирования процесса разработки на ЭВМ необходимо знать особенности геологического строения залежи, что, к сожалению, не всегда возможно вследствие отсутствия достаточного количества данных, полученных при разбуривании и эксплуатации месторождения.

### *Промыслово-гидродинамические методы*

К промыслово-гидродинамическим методам относятся такие исследования скважин, с помощью которых можно получить данные, характеризующие гидродинамические свойства пластов. Таким образом, промыслово-гидродинамические исследования направлены на изучение коллекторских свойств пласта, гидродинамической характеристики скважин и физических свойств насыщающей коллектор жидкости [20, 115, 125]. Гидродинамическими исследованиями определяют такие весьма важные при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений параметры, как коэффициенты

гидро- и пьезопроводности, продуктивности и приемистости. Кроме того, эти методы позволяют оценивать степень однородности пласта, выявлять литологические экраны, устанавливать взаимосвязь пластов по разрезу и скважин по площади, а также оценивать нефтенасыщенность пород.

Указанные параметры и особенности строения нефтяных залежей определяют следующими гидродинамическими методами [20, 125]:

- 1) восстановления (падения) давления;
- 2) гидропрослушивания;
- 3) установившихся отборов (пробных откачек).

Метод восстановления (падения) давления основан на наблюдениях изменения забойного давления и дебита скважин после их работы на установившемся режиме. Интерпретация полученных данных позволяет непосредственно определить комплекс параметров пласта и скважин: параметр гидропроводности  $kh/\mu$  и  $\chi/r_0^2$ . Для отдельной оценки параметров этих комплексов необходимо воспользоваться геофизическими определениями эффективной мощности пласта, пористости и лабораторными определениями коэффициентов сжимаемости пластовой жидкости и самой породы пласта.

Метод гидропрослушивания основан на наблюдениях изменения давления в реагирующих простаивающих скважинах или режима работы реагирующих эксплуатационных скважин при изменении режима работы возмущающих скважин. При этом режим возмущающих скважин может изменяться произвольно. Этим методом определяют средние значения параметров гидропроводности  $kh/\mu$  и пьезопроводности  $\chi$  на участке между двумя исследуемыми скважинами.

Но этим не ограничиваются возможности данного метода. Сам факт обнаружения влияния изменения отбора жидкости из одной скважины (возмущающей) на характер изменения давления в другой скважине (реагирующей) говорит о наличии гидродинамической связи между этими скважинами. Отсутствие влияния указывает на отсутствие гидродинамической связи (наличие непроницаемой границы или зон с сильно ухудшенными коллекторскими свойствами). С помощью последовательного попарного прослушивания всех скважин на той

или иной площади можно выявить положение и протяженность непроницаемых границ, влияющих на процесс разработки залежи, т. е. изучить прерывистость пласта на данной площади.

Примером таких исследований могут служить работы ТатНИИ по изучению гидродинамической связи между пластами на Абдрахмановской площади [126]. От возмущающей скв. 898 посылался импульс путем ее остановки. В этой скважине перфорированы два пласта:  $D_{I-a}$  и  $D_{I-z}$  (рис. 10). Пласт  $D_{I-a}$  сложен алевролитом с гидропроводностью  $10 \text{ д.см/спз}$ , а пласт  $D_{I-z}$  песчаником с гидропроводностью  $160 \text{ д.см/спз}$ . Импульс улав-

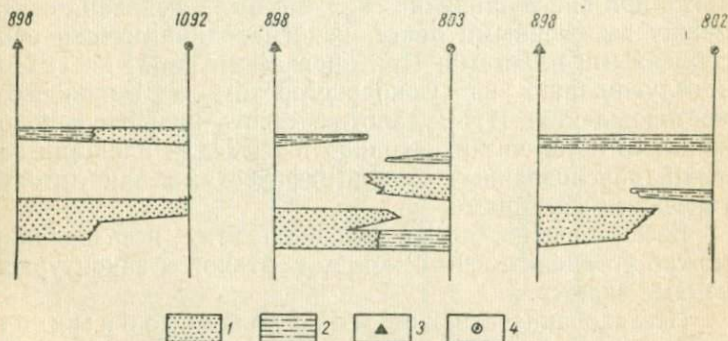


Рис. 10. Схема гидропрослушивания скважин на Абдрахмановской площади [126]:

1 — песчаники; 2 — алевролиты; 3 — возмущающая скважина; 4 — реагирующие скважины.

ливается путем замера давления в реагирующих скв. 802, 803 и 1092.

В реагирующей скв. 1092, где пласты  $D_{I-a}$  и  $D_{I-z}$  сложены песчаниками с гидропроводностью соответственно 37 и  $69 \text{ д.см/спз}$ , был получен четкий импульс, который прошел по песчаному пласту  $D_{I-z}$ . В реагирующих скв. 803 и 802 получить импульс, посылаемый со скв. 898, не удалось. Это объясняется тем, что к скв. 803 импульс мог пройти только по пласту  $D_{I-z}$ , но он сложен в этой скважине алевролитами с гидропроводностью  $21 \text{ д.см/спз}$ . В скв. 802 импульс мог поступить только по пласту  $D_{I-a}$ , но он здесь также сложен алевролитами с гидропроводностью  $18 \text{ д.см/спз}$ .

Аналогичные результаты получены также по многим другим скважинам, в которых проводилось гидропрослушивание. При этом в большинстве случаев, если в возбуждающей и реагирующей скважинах имелись одноименные пласты, сложенные песчаниками, был получен уверенный импульс. Практически во всех случаях, когда в одной скважине (возбуждающей или реагирующей) или обеих скважинах пласты сложены алевролитами, импульс получить не удалось.

С этих позиций заслуживают внимания работы по изучению гидродинамической связи по залежи тяжелой нефти на месторождении Зыбза (Краснодарский край), когда при прослушивании скважин была выявлена связь между выделенными ранее, как гидродинамически обособленными пластами. При проведении работ по гидропрослушиванию на Соколовогорском и Бавлинском месторождениях [115] удалось выявить наличие и положение литологических экранов в пределах площади залежи, обусловленных стратиграфическими или литологическими факторами.

Весьма важно, что в процессе этих исследований можно установить связь между нефтяной и законтурной зонами залежи.

Исследование скважин методом пробных откачек (методом установившихся отборов) позволяет в первую очередь определить коэффициент продуктивности и выявить характер притока жидкости в скважину, т. е. определить показатель фильтрации  $n$ .

В результате гидродинамических исследований можно оценить такие важные параметры, как проницаемость и гидропроводность, значения которых используются при построении соответствующих карт.

В последнее время все большим распространением пользуются карты параметра  $kh$ , условно называемые картами «гидропроводности». Эти карты после увязки их с лабораторными анализами кернов используют при анализе и контроле за разработкой нефтяных месторождений, а также при изучении особенностей распространения коллекторов.

Рассмотренные гидродинамические методы позволяют получать лишь средние значения параметров по площади, однако при изучении неоднородности пластов, особенно при решении задач, связанных с регулирова-

нием процесса разработки, требуется знание изменения фильтрационных свойств пласта по разрезу. В этом случае очень важное значение приобретают измерения притока или поглощения жидкости глубинными дебитомерами и расходомерами. Получаемые профили приемистости и профили продуктивности при достаточно со-

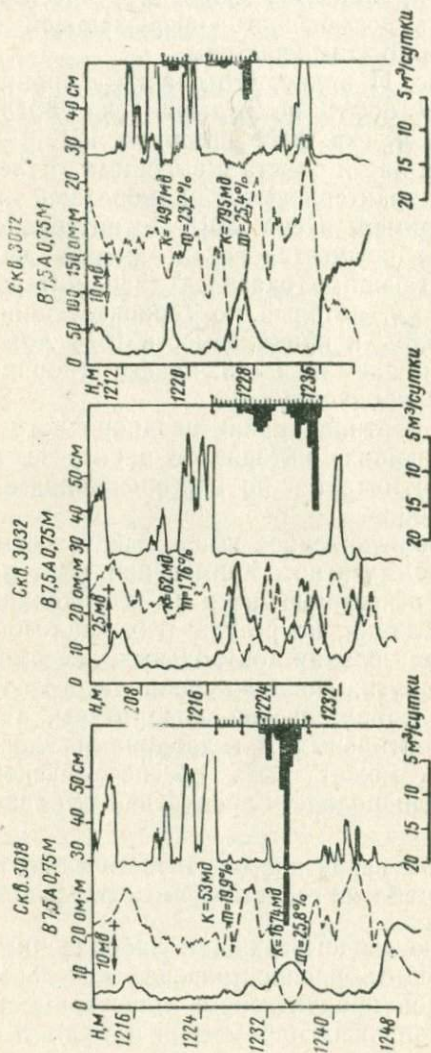


Рис. 11. Характеристика продуктивности скважин по данным дебитомеров на Ново-Хазинской площади.

вершенном проведении исследовательских работ дают картину распределения фильтрационной характеристики пласта по разрезу в непосредственной близости от скважин. В комплексе с данными анализов керна и геофизическими исследованиями по определению коллекторских свойств эти результаты позволяют достаточно объективно выделить проницаемые участки разреза и одновременно оценить возможность опережающей выработки запасов нефти по этим участкам.

Так, из рис. 11 видно, что пласты с проницаемостью менее 100 *мд* нефть не отдают (скв. 3018 интервал 1226,4—1229,4 *м*; скв. 3022 интервал 1217,2—1219,8 *м*). В то же время части пласта с высокими коллекторскими свойствами характеризуются наибольшей продуктивностью. Например, в скв. 3018 в интервале 1231,6—1237,6 *м* было осуществлено 12 замеров дебитометром, однако «работающим» оказался лишь интервал пласта 1234,6—1235,6 *м*, который по керновым данным имеет пористость 25,8% и проницаемость 1674 *мд*; подошвенная низкопроницаемая часть пласта (порядка 50 *мд*) фактически не продуцирует.

Подобная картина крайне неоднородного распределения «работающих» интервалов в разрезе продуктивных пластов отмечается по месторождениям и других нефтяных районов.

Резюмируя изложенное выше, следует отметить, что только при комплексном применении всех рассмотренных методов, основывающихся на исследованиях по детальной корреляции, на результатах анализов керна, на широком использовании контрольных, пьезометрических, оценочных и других скважин специального назначения и новейшей исследовательской аппаратуры, на результатах экспериментальных и гидродинамических методов исследования, может быть обеспечен успех решения проблемы неоднородности продуктивных пластов.

### **Применение вероятностно-статистических методов для обработки геолого-промысловых данных**

С помощью геологических и лабораторных методов можно проследить распространение отдельных зональных интервалов продуктивного пласта, построить для них карты различных параметров и т. д., т. е. выявить

весьма детально неоднородность конкретного пласта. Однако при таком изучении не получают критериев, на основании которых можно было бы количественно оценить неоднородность различных пластов для их сравнительного анализа, а также использовать данные о степени неоднородности пласта при проектировании, анализе и регулировании разработки нефтяных месторождений.

В связи с этим за последние годы было предложено несколько приемов и методов изучения неоднородности пластов, базирующихся на статистической обработке и обобщении исходных геолого-промысловых данных.

Необходимость и целесообразность применения вероятностно-статистических методов обуславливаются также тем, что с их помощью можно систематизировать и обработать большой объем фактического материала, установить некоторые количественные показатели и получить обобщенные характеристики основных параметров продуктивных пластов. Причем время на обработку большого числа данных значительно снижается при использовании электронно-вычислительных машин.

Поскольку сущность и основные понятия этих методов, а также различные математические выкладки подробно освещены в специальной литературе [30, 33, 74, 121], то в настоящей работе приводятся лишь некоторые приемы обработки исходных геолого-промысловых данных с помощью вероятностно-статистических методов, уже применяющиеся при исследованиях в областях нефтепромысловой геологии и разработки нефтяных месторождений.

Первоначальные исходные данные упорядочивают так, что все отдельные значения (варианты) изучаемого параметра располагают в убывающем или возрастающем порядке. Полученный ряд, в этом случае называемый *вариационным*, делят на отдельные равные между собой интервалы, или классы. Выбор величины классового интервала  $\Delta$  имеет большое значение и решению этого вопроса посвящены работы некоторых авторов [16, 30, 74]. В общем случае величину классового интервала следует выбирать с учетом предела изменения изучаемого параметра и получающегося размера таблицы.

Практика обработки геолого-промысловых данных по ряду платформенных месторождений показала, что наиболее приемлемыми при изучении особенностей распре-

деления параметров пласта и установлении зависимостей между ними являются следующие величины классовых интервалов: для эффективной мощности — 2 м, пористости — 2%, проницаемости — 50—200 мд, нефтенасыщенности — 3%.

Однако в каждом конкретном случае следует учитывать особенности изменения того или иного параметра. Например, равенство классовых интервалов при обработке данных гранулометрического анализа осадочных пород невозможно, так как диаметр сит изменяется неравномерно. В этом случае величину классового интервала выбирают равной интервалу изменения каждой отдельной фракции [30].

Ниже приводится пример обработки данных эффективной мощности горизонта Д<sub>1</sub> Миннибаевской, Абдрахмановской и Павловской площадей Ромашкинского месторождения, изменение которой по данным 522 скважин заключено в пределах от 0 до — 37,6 м (табл. 1). Коли-

Таблица 1

Интервал изменения мощности (классы), м	Срединное значение интервала, м	Частота z	Частость v
0—2	1	1	0,18
2—4	3	2	0,36
4—6	5	1	0,18
6—8	7	7	1,27
8—10	9	17	3,08
10—12	11	46	8,28
12—14	13	57	10,32
14—16	15	79	14,36
16—18	17	78	14,17
18—20	19	70	12,67
20—22	21	61	11,04
22—24	23	57	10,32
24—26	25	35	6,34
26—28	27	18	3,26
28—30	29	12	2,17
30—32	31	5	0,91
32—34	33	5	0,91
34—36	35	—	—
36—38	37	1	0,18
		$\Sigma = 552$	$\Sigma = 100$

чество вариант, попадающих в тот или иной классовый интервал, называется *частотой z*. Частота, выраженная в виде относительного числа, измеряющего долю каждой варианты по отношению к объему всей совокупности, носит название *частости v*.

Для изображения качественной характеристики изменчивости геолого-физических свойств продуктивных пластов применяют частотные графики в виде полигонов, гистограмм и кривых распределения. Так, полигон распределения представляет собой график, на котором по оси абсцисс откладываются срединные значения классов, а по оси ординат — соответствующие им частоты или частости (рис. 12).

Однако полигоны распределения не полностью отражают весь сложный характер изменения того или иного параметра, так как в каждом классовом интервале распределение отдельных вариантов оказывается неравномерным. Поэтому с целью исключения влияния этой неравномерности и последующего практического использования частотные графики преобразовывают в графики плотности, на которых на оси ординат вместо частот или частостей откладывают значения плотности, представляющей собой отношение частоты (или частости) к величине принятого классового интервала.

В качестве примера на рис. 13 приводятся кривые плотности распределения эффективной мощности коллектора некоторых месторождений Волго-Уральской нефтеносной области и Нижнего Поволжья. Характерным для всех кривых плотности распределения является то, что площадь, заключенная между кривой распределения и осью абсцисс, равна единице. Индивидуальные особенности отдельных исследуемых пластов заключаются в том, что каждая кривая характеризуется самостоятельными и отличными от других кривых границами изменения эффективной мощности, положением ее среднего значения и максимума. Преимущественно кривых плотности распределения перед обычными кривыми распределения и гистограммами заключается в том, что с их помощью значительно облегчается определение закона, которому подчиняется распределение исследуемого параметра.

Однако и по этим графикам не всегда можно судить о степени неоднородности пласта по какому-либо пара-

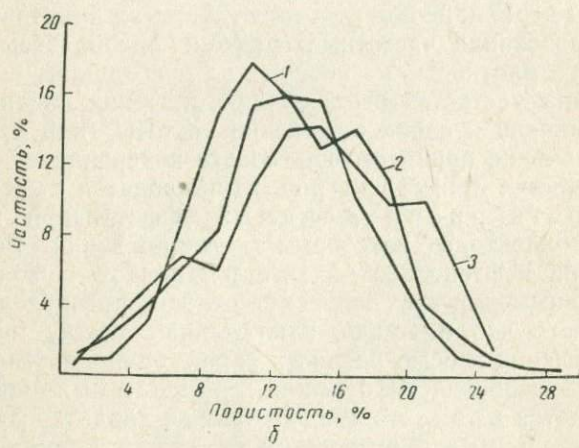
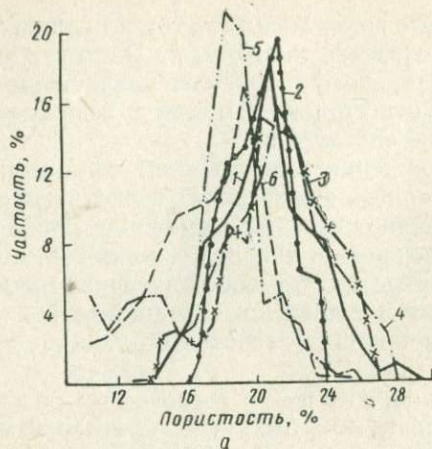


Рис. 12. Полигоны распределения пористости по данным анализов керна:

*a* — 1 — Павловская площадь (горизонт Д<sub>1</sub>); 2 — Бавлинское месторождение (горизонт Д<sub>1</sub>); 3 — Александровская площадь (горизонт Д<sub>1</sub>); 4 — Туймазинское месторождение (горизонт Д<sub>1</sub>); 5 — Шкаповское месторождение (горизонт Д<sub>1</sub>); 6 — Шкаповское месторождение (горизонт Д<sub>1</sub>У); б — по данным Л. Ф. Дементьева, Е. А. Хитрова, А. С. Рукавишниковой [31]; пласты месторождения Пермской области: 1 — Б<sub>1</sub>, 2 — Б<sub>2</sub>, 3 — Б<sub>3</sub>.

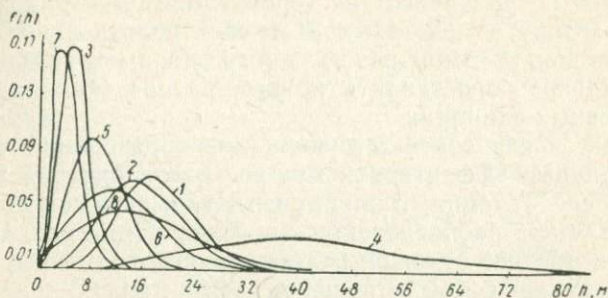


Рис. 13. График плотностей распределения эффективных мощностей  $\bar{f}(h)$  [79]:

1 — Абдрахмановская площадь (горизонт  $D_1$ ); 2 — Павловская площадь (горизонт  $D_1$ ); 3 — Покровское месторождение (пласт  $B_2$ ); 4 — Соколовогорское месторождение (пласт  $D_3$ ); 5 — Туймазинское месторождение (горизонт  $D_1$ ); 6 — Жирновское месторождение (пласт  $B_1$ ); 7 — Жирновское месторождение (бобриковский горизонт); 8 — Коробковское месторождение (бобриковский горизонт)

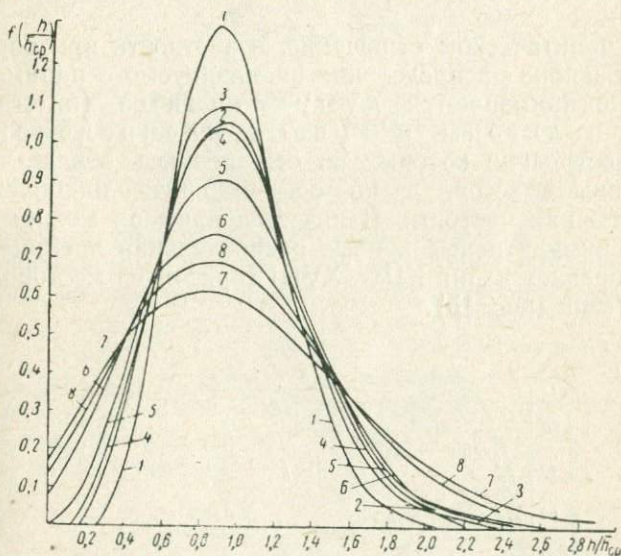


Рис. 14. Кривые распределения эффективных мощностей [79]:  
 1 — Абдрахмановская площадь (горизонт  $D_1$ ); 2 — Павловская площадь (горизонт  $D_1$ ); 3 — Покровское месторождение (пласт  $B_2$ ); 4 — Соколовогорское месторождение (пласт  $D_3-II$ ); 5 — Туймазинское месторождение (горизонт  $D_1$ ); 6 — Жирновское месторождение (пласт  $B_1$ ); 7 — Жирновское месторождение (бобриковский горизонт); 8 — Коробковское месторождение (бобриковский горизонт)



*Накопленной частотой*  $z_{\text{н}}$  для данной величины называется сумма частот всех классов, подсчитанная, начиная с первого, включая данный. Отношение накопленной частоты к объему совокупности определяет *накопленную частоту*.

Для сравнения геолого-физических свойств пласта и оценки степени его неоднородности используют ряд статистических характеристик и показателей, таких как средняя величина изучаемого параметра, дисперсия, среднее квадратическое отклонение, коэффициент вариации и др.

*Средней величиной вариант статистической совокупности*  $\bar{X}$  называется такая величина, которой можно заменить все варианты, не изменяя определенного конечного результата исследования [30, 121]. Наиболее простой и широко применяемой из многих видов средних является средняя арифметическая, определяемая по формуле

$$\bar{X} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = \frac{\sum x_i}{n} \quad (1)$$

Широко применяется также *средневзвешенная величина*, вычисляемая следующим путем:

$$\bar{X}_{\text{взв}} = \frac{z_1 x_1 + z_2 x_2 + \dots + z_n x_n}{z_1 + z_2 + \dots + z_n} = \frac{\sum z_i x_i}{\sum z_i} \quad (2)$$

где  $z$  — частота отдельной варианты.

Кроме того, при изучении некоторых явлений (изменении темпа роста добычи, объема разведочного бурения и т. д.) используются средняя геометрическая или средняя гармоническая величины [30].

*Среднее квадратическое отклонение*  $\sigma$ , или *стандарт*, характеризует рассеянность значений анализируемого параметра относительно его средней величины и вычисляется по формуле

$$\sigma = \pm \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad (3)$$

Средний квадрат отклонений вариант от средней арифметической называется *дисперсией*, т. е. дисперсия равна  $\sigma^2$ . Свойства среднего квадратического отклонения и дисперсии таковы, что чем больше их средние значения, тем выше степень изменчивости параметра.

Однако по величине среднеквадратического отклонения трудно оценить степень изменчивости того или иного параметра по различным месторождениям, так как оно измеряется в тех же единицах, в которых измеряются параметры (варианты). Этот недостаток легко устраняется при пользовании *коэффициентом вариации*  $\omega$ , который равен отношению среднеквадратического отклонения к средней арифметической и обычно выражается в процентах

$$\omega = \frac{\sigma}{x} \cdot 100\%, \quad (4)$$

т. е. является относительной мерой изменчивости параметра.

Например, величины коэффициента вариации эффективной мощности [79] для случая, приведенного на рис. 14, подтверждают, что горизонт  $D_1$  Абдрахмановской площади по эффективной мощности более однороден ( $\omega = 29\%$ ), чем бобриковский горизонт Жирновского месторождения ( $\omega = 67\%$ ).

Следует отметить, что в качестве характеристик вариационного ряда используют также моду  $M_0$  и медиану  $M_e$ , с помощью которых в ряде случаев облегчается вычисление других показателей статистической совокупности [30, 33, 121] и которые применяют при некоторых геологических исследованиях. Например, в качестве одного из показателей при литолого-фациальном анализе используют медианный размер зерна.

При этом под *модой* понимают наиболее часто встречающееся значение признака. Так, для ряда распределения мощности коллекторов горизонта  $D_1$  Ромашкинского месторождения, представленного табл. 1, модой будет являться модальный интервал 14—16 м.

*Медианой* называется варианта, делящая упорядоченный статистический ряд пополам. Если наблюдается четное число вариантов, то медиану определяют условно путем деления пополам суммы двух средних вариантов.

При оценке степени изменчивости основных параметров пласта (мощности, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и др.), их средние величины, коэффициенты вариации и другие показатели устанавливают на основании законов распределения, определяемых методами математической статистики на базе большого числа

исходных данных. В математической статистике установлено несколько законов распределения случайных величин [33, 121], однако большая часть параметров, с которыми приходится иметь дело в нефтепромысловой геологии и при разработке нефтяных залежей, подчиняется лишь некоторым из них.

Наиболее простым является нормальный закон распределения, по которому, как установлено многими исследователями [30, 73, 79, 84, 110] распределены общая и эффективная мощности, пористость, нефтенасыщенность большинства платформенных месторождений. Кривая нормального распределения имеет холмообразную форму (см. рис. 12, кривые 1 и 5). Она симметрична относительно средней арифметической, асимптотически приближается к оси абсцисс по обе стороны от максимума.

Имеется ряд асимметричных кривых со смещенной влево вершиной, которые могут быть приведены к симметричной форме в том случае, если принять логарифмическую шкалу по оси абсцисс.

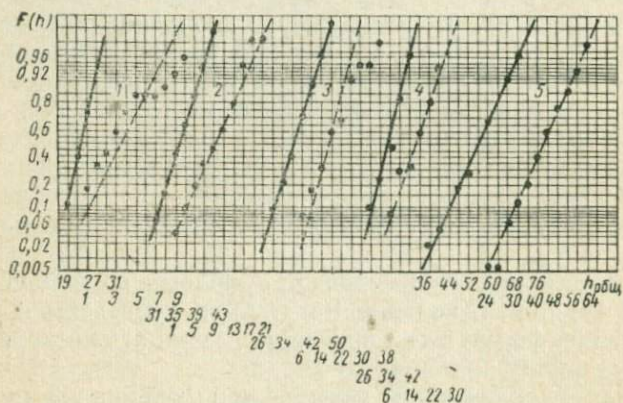
Если распределение логарифмов переменной подчиняется нормальному закону, считается, что сама переменная характеризуется логарифмически нормальным распределением. Результаты работ многих исследователей [6, 100, 109] показали, что по этому закону распределена проницаемость продуктивных пластов некоторых месторождений Урало-Поволжья и Ставропольского края. Следует, однако, отметить, что распределение проницаемости можно выразить функцией Максвелла или М. М. Саттарова [4, 102], которые наряду с логарифмически нормальным распределением широко применяют при учете неоднородности пластов по проницаемости.

Однако распределения Максвелла и М. М. Саттарова характерны не только для проницаемости. Так, например, распределение эффективной мощности пласта  $B_2$  некоторых месторождений Куйбышевской области подчиняется закону Максвелла, а распределение параметра гидропроводности  $kh/\mu$  коллекторов Мухановского месторождения хорошо согласуется с распределением М. М. Саттарова [84, 110].

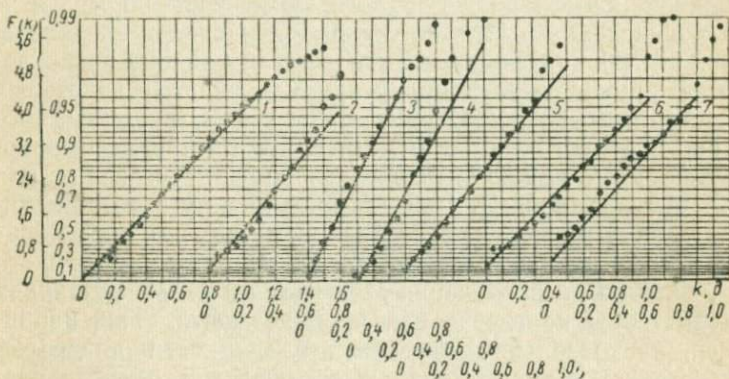
Вид закона распределения и значения его параметров устанавливаются с помощью диаграмм квантилей, которые строят на специальной вероятностной бумаге

[33, 121]. Особенность последней состоит в том, что диаграммы квантилей будут выражаться прямой линией, если распределение подчиняется тому закону, для которого она вычерчена.

На рис. 16 на основе данных работ [84, 102] приведены диаграммы квантилей общей мощности пластов,



а



б

Рис. 16. Диаграммы квантилей распределения:

а — мощности по данным И. Н. Шустефа [128]: месторождения: 1 — Заборовское; 2 — Карлово-Сытовское; 3 — Белозерско-Чубовское; 4 — Красноярское; 5 — Мухановское; б — проницаемости: 1 — Туймазинское месторождение (горизонт Д II); 2 — Серафимовская площадь (горизонт Д I); 3 — Серафимовская площадь (горизонт Д II); 4 — Константиновская площадь (горизонт Д II); 5 — Леонидовская площадь (горизонт Д I); 6 — Шкаповское месторождение (горизонт Д I); 7 — Шкаповское месторождение (горизонт Д IV)

характеризующиеся распределением Максвелла, и диаграммы квантилей проницаемости (по керну), распределение которой описывается уравнением М. М. Саттарова. Из рассмотрения этих двух видов диаграмм видно, что по некоторым залежам наблюдается хорошая сходимость с соответствующими законами распределения мощности (Карлово-Сытовское, Красноярское, Мухановское месторождения) и проницаемости (горизонт Д<sub>1</sub> Серафимовского и Шкаповского месторождений), по нескольким обнаруживается существенное отличие (Заборовское, Белозерско-Чубовское, горизонт Д<sub>11</sub> Туймазинского и Константиновского месторождений). Одновременно анализ приведенных диаграмм свидетельствует о том, что даже при хорошей сходимости с законом, по которому распределен данный параметр по большинству залежей, наблюдается некоторое отклонение фактических точек от прямой, т. е. от теоретического распределения.

Степень согласия между фактическими и теоретическими данными определяется критериями согласия. Один из таких критериев  $\lambda$  предложен академиком А. Н. Колмогоровым и вычисляется по формуле

$$\lambda = D\sqrt{n}, \quad (5)$$

где  $D$  — максимальная разность между эмпирическими и теоретическими частостями;  $n$  — объем выборки, для которого рассчитывалось распределение

Величина критерия согласия  $P(\lambda)$  определяется по найденному значению  $\lambda$  (см. работу [121], табл. 37), при этом считается, что если  $P(\lambda) > 0,05$ , то расхождение между эмпирическим и теоретическим распределениями невелико, случайно и несущественно.

Кроме критерия согласия А. Н. Колмогорова, который вообще-то применим для выборки большого объема ( $n > 50$ ), используют также критерии согласия Пирсона (так называемый кси квадрат), Б. С. Ястремского, В. И. Романовского и др. [33, 121].

Иногда при изучении распределения различных параметров залежей кривая или полигон распределения характеризуется многовершинностью. Например, на рис. 17, а приведен полигон распределения суммарной

эффективной мощности угленосной терригенной толщи Ново-Хазинской площади, который представляет собой многоугольник с несколькими вершинами. Анализ этого распределения и детальное изучение геологического строения этой залежи показали, что в строении данной толщи участвуют три литологические пачки, характери-

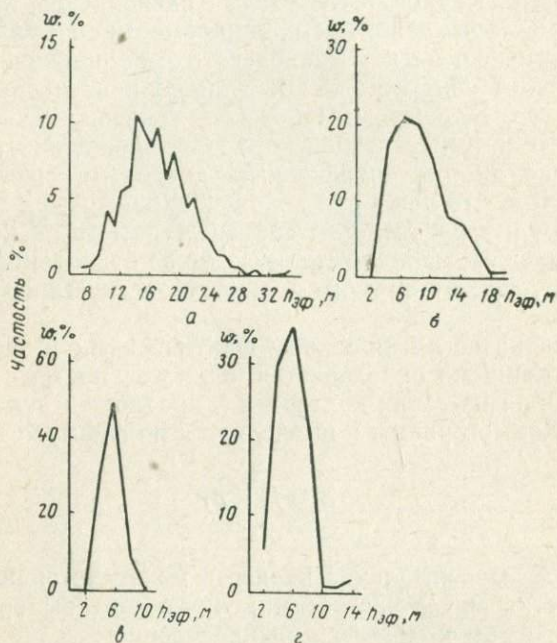


Рис. 17. Полигоны распределения эффективной мощности коллекторов нижнего карбона Ново-Хазинской площади: а — терригенная толща; б — нижняя пачка; в — средняя пачка; г — верхняя пачка

зующиеся своими особенностями осадконакопления и различной степенью неоднородности [111]. Если же построить полигоны распределения эффективных мощностей отдельно по выделенным пачкам, то распределение мощности по каждой пачке близко к нормальному закону (рис. 17, б, в, г).

Кривая распределения пористости пород (с учетом всех образцов) горизонта Д<sub>1</sub> Ромашкинского месторождения имеет две отчетливо выраженные вершины

(рис. 18, кривая 4). Однако по данным работы [126] при разбиении этой неоднородной совокупности на отдельные литологические разности (глинистые алевролиты, алевролиты и песчаники) получается ряд распределений пористости, подчиняющихся нормальному закону. Кроме

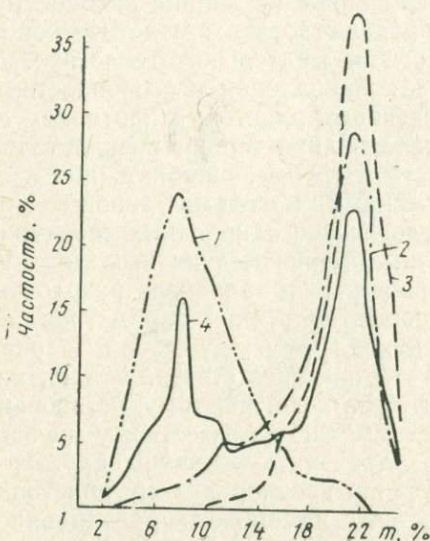


Рис. 18. Кривые распределения пористости горизонта Д1 Ромашкинского месторождения:

1 — глинистые алевролиты; 2 — алевролиты;  
3 — песчаники; 4 — без учета литологических разностей

того, в результате исследований некоторых авторов [48, 104, 128] было показано, что даже в отдельных частях одного и того же месторождения вследствие неидентичных условий седиментации осадков продуктивные пласты могут иметь совершенно различную степень неоднородности, а следовательно, иные показатели распределения.

В последнее время предложено несколько приемов разбиения неоднородной совокупности того или иного параметра на составляющие компоненты, при которых для учета геологических причин используется математический аппарат. В частности, во ВНИИ [9] была разра-

ботана методика разбиения неоднородной совокупности по проницаемости, а в УфНИИ [104] — для изучения распределения пористости.

Анализируя приведенные данные, следует отметить, что расчленение неоднородной совокупности на однородные группы, основанное на знании законов распределения, должно предшествовать статистической обработке материала на основе тщательного геологического анализа условий осадконакопления и особенностей распространения продуктивных пластов; в противном случае статистические исследования теряют познавательный смысл и могут привести к грубым ошибкам, ибо все выявленные статистическими методами законы справедливы только для геологически однородных совокупностей.

При различных геологических исследованиях в процессе проектирования и анализа разработки всегда встречается множество всяких параметров и показателей, которые, находясь между собой в определенной взаимосвязи, в той или иной степени влияют на характер вытеснения нефти из недр. Поэтому, установив характер этой зависимости, можно по известному значению одного из параметров определить величины других, что очень важно при изучении неоднородности пластов. Подобные вопросы решаются с помощью корреляционного анализа [74].

При исследованиях в областях нефтепромысловой геологии и разработки нефтяных месторождений в подавляющем большинстве случаев сталкиваются не с функциональными зависимостями, а с так называемыми корреляционными (стохастическими) связями, при которых каждому определенному значению одной переменной величины соответствует несколько значений другой величины.

Так, из рассмотрения рис. 19, на котором по данным анализа кернов показана зависимость между пористостью и проницаемостью коллекторов угленосной терригенной толщи Ново-Хазинской площади Арланского месторождения, видно, что нанесенные фактические точки не располагаются на какой-то линии, как это было бы при наличии функциональной зависимости, а образуют облако или поле корреляции.

С целью изучения формы связи пользуются корреляционными таблицами, где для каждого значения аргу-

мента вычисляют среднеарифметическое значение функции, которое в этом случае называется *условной средней*. О форме связи судят по графику, построенному в коор-

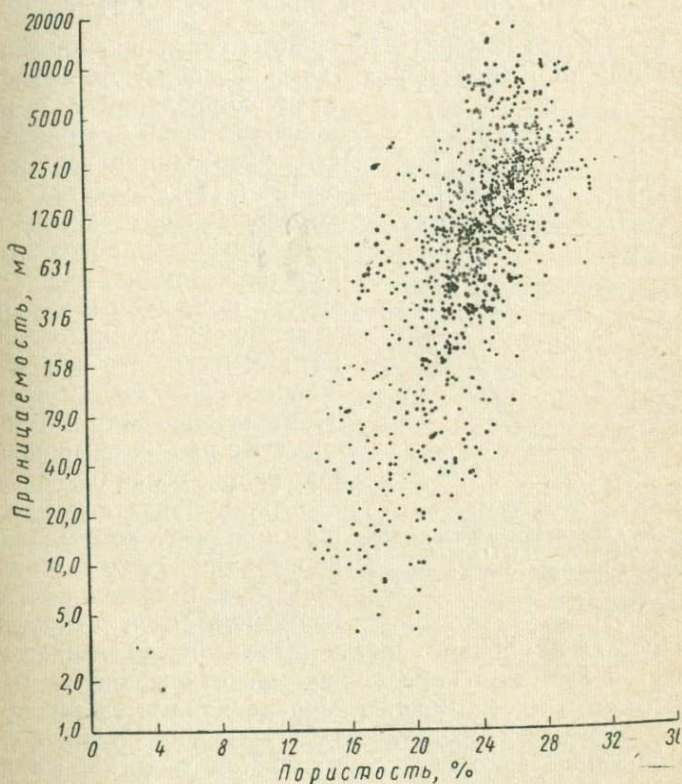


Рис. 19. Зависимость проницаемости от пористости для коллекторов продуктивной толщи нижнего карбона Ново-Хазинской площади.

динатах: значение аргумента — условная средняя функция (рис. 20). В общем виде для приведенного выше примера корреляционные зависимости между пористостью и проницаемостью можно записать уравнениями:  $k=f(t)$  или  $t=f(k)$ , которые называются *уравнениями регрессии*. Для составления теоретического уравнения регрессии с помощью таблиц находят коэффициенты регрессии [74]. Определенные таким образом уравнения корреляционной зависимости между проницаемостью и

пористостью для условий нижнего карбона Ново-Хазинской площади в численном выражении будут выглядеть так:

$$\ln k = 0,27 m - 6,69 \quad \text{и} \quad m = 23,66 + 1,64 \ln k.$$

В качестве измерителей тесноты связи при линейной зависимости между параметрами используют коэффициент корреляции  $r$ , а при криволинейной зависимости — корреляционное отношение  $\eta$  [74]. Свойства этих коэффициентов таковы, что чем меньше их абсолютная величина, тем слабее связь между исследуемыми параметрами. На практике принято считать, что корреляционная связь между исследуемыми параметрами начинается при коэффициенте корреляции более 0,65.

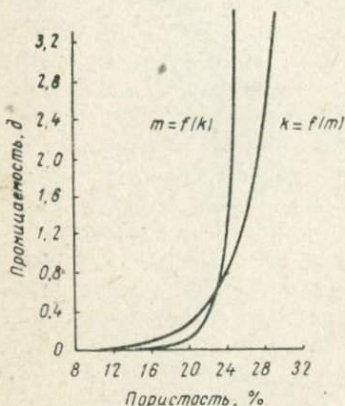


Рис. 20. Сопряженные линии регрессии  $k=f(m)$  и  $m=f(k)$  для нижнего карбона Ново-Хазинской площади.

Так, в приведенном выше примере коэффициент корреляции  $r=0,66$  свидетельствует о наличии корреляционной связи между пористостью и проницаемостью.

Об этом же свидетельствует и величина корреляционного отношения  $\eta=0,69$ .

Получаемые с помощью корреляционных таблиц кривые зависимости представляют собой, как правило, ломаные линии, излом которых является следствием влияния на изучаемую зависимость некоторых факторов, не учитываемых при исследованиях. Это обстоятельство значительно затрудняет изучение зависимостей, в связи с чем рядом исследователей [33, 74, 121] было предложено несколько способов сглаживания кривых, т. е. отыскание к заданной фактической ломаной кривой наиболее близкой теоретической кривой.

Здесь рассмотрены далеко не все способы использования вероятностно-статистических методов при геологических исследованиях, связанных с изучением неоднородности пластов. С помощью этих методов проводятся работы по обоснованию необходимого числа исходных

данных для определения средних значений параметров пластов, оценки точности вычисления средних и решения некоторых других вопросов, связанных с геологическими процессами.

Вместе с этим, некоторые исследователи [3, 5, 14, 60, 80, 81, 86] считают, что характеристики, основанные на положениях математической статистики, не могут полностью отражать всю сложную взаимосвязь геологических параметров. Так, например, А. Б. Вистелиус [14] отмечает, что эти методы не учитывают связь параметров от точки к точке, а также не могут при изучении завуалированных закономерностей в изменении того или иного параметра выявить определенные закономерности, так как каким бы сложным не было распределение параметра в геологическом теле, полностью случайным его считать нельзя. Геологические тела являются результатом действия определенных геологических процессов и наряду со случайной некоррелированной изменчивостью имеется региональная изменчивость. Таким образом, названные исследователи рассматривают параметры залежи по скважинам не как случайные величины, а как случайные функции. Такое представление о параметрах пластов и характере их изменчивости обуславливает целесообразность расчленения общей изменчивости на закономерную и случайную и необходимость отдельного их учета при геологических исследованиях и решении задач разработки нефтяных месторождений, что и было осуществлено в ряде работ [3, 5, 60].

К сказанному выше следует добавить, что широкое использование электронно-вычислительных машин и вероятностно-статистических методов совместно с теорией случайных функций при решении различных геологических вопросов обусловило выделение последних в самостоятельные математические методы в геологии как в Советском Союзе [80], так и за рубежом [63, 81].

### **Показатели геологической неоднородности пластов**

Неоднородность пластов можно охарактеризовать и оценить посредством ряда показателей, отображающих особенности геологического строения залежи. В настоящее время советскими и зарубежными исследователями предложены различные показатели, характеризующие

степень геологической неоднородности и изменчивости параметров продуктивных пластов [18, 29, 77, 89, 94, 117, 132, 134]. Причем существуют показатели, характеризующие не только макро-, но и микронеоднородность пластов.

Показатели макронеоднородности пластов по цели использования можно разделить на две условные группы:

1) показатели, позволяющие проводить сравнительную оценку степени неоднородности и изменчивости параметров пластов;

2) показатели, используемые в гидродинамических расчетах при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений.

Условность такого разделения заключается в том, что ряд показателей первой группы для определенных условий строения пластов применяются и при количественной оценке неоднородности пластов для учета их при проектировании.

К показателям первой группы, используемым для сравнительной оценки степени геологической неоднородности пластов, кроме уже известных коэффициентов относительной песчаности, расчлененности и литологической связанности [18, 107], относятся коэффициенты распространения, прерывистости, а также коэффициент Лоренца [94] и коэффициент неоднородности, предложенный Поласеком и Хатчинсоном [134]. Ниже приводится краткая характеристика названных показателей.

*Коэффициент относительной песчаности*  $K_{п}$  представляет собой отношение эффективной мощности к общей мощности пласта, прослеживаемой в разрезе данной скважины, т. е.

$$K_{п} = \frac{h_{эф}}{h_{общ}}. \quad (6)$$

*Коэффициент расчлененности*  $K_{р}$  определяется для залежи в целом и вычисляется путем деления суммы песчаных прослоев по всем скважинам к общему числу скважин, вскрывших коллектор

$$K_{р} = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_m}{N} = \frac{\sum n}{N}, \quad (7)$$

где  $n_1, n_2, \dots$  — число прослоев коллектора в каждой скважине;  $N$  — общее число скважин, вскрывших коллектор.

Для залежей, продуктивные пласты которых представлены частым переслаиванием проницаемых и непроницаемых пород, в качестве параметра расчлененности О. К. Обухов [87] предложил использовать число прослоев коллекторов  $n$  в сочетании с эффективной мощностью. Это достигается путем совмещения карт двух указанных параметров, которое позволяет судить о степени монолитности продуктивного пласта в любой его точке. Кроме этого, по мнению автора, совмещенные карты укажут, изменяется ли эффективная мощность за счет выклинивания отдельных прослоев или горизонта в целом (при его монолитности).

Под коэффициентом литологической связанности или слияния  $K_c$  понимается отношение площадей (участков) слияния пропластков к общей площади залежи в пределах контура нефтеносности. По данным работы [128], этот коэффициент предлагается вычислять по формуле

$$K_c = \frac{\Sigma S_{ci}}{S_o (n_{\max} - 1)}, \quad (8)$$

где  $S_{ci}$  — площадь, в пределах которой песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями;  $S_o$  — общая площадь залежи;  $n_{\max}$  — среднее максимальное число песчаных пропластков, наблюдаемое в разрезе данного пласта (горизонта).

Следует отметить, что несмотря на серьезные критические замечания [129] в адрес указанных показателей, их используют довольно широко для сравнительной оценки степени геологической неоднородности пластов.

В последнее время все больше применяют коэффициент распространения  $K_s^*$ , который характеризует зональную неоднородность продуктивности пластов. Его определяют после проведения детальной корреляции разрезов скважин и выделения зональных интервалов (пластов) путем отношения площади присутствия коллекторов данного зонального интервала к общей площади пласта в пределах контура нефтеносности.

\* Логичнее было бы его именовать коэффициентом присутствия коллекторов.

Вообще этот коэффициент определяют для пород-коллекторов в целом. Однако, по нашему мнению, целесообразно для пластов, в строении которых участвуют породы-коллекторы двух литологических разновидностей (например, песчаники и алевролиты на Ромашкинском месторождении), вычислять коэффициенты распространения для пород каждого вида, в данном примере — для песчаников  $K_{сп}$  и алевролитов  $K_{са}$ .

Следует отметить, что ранее В. А. Бадьянов [2] для характеристики макронеоднородности продуктивных пластов с точки зрения пространственной выдержанности отдельных прослоев-коллекторов предложил использовать *показатель нестроты*  $\sigma^2$ , который вычисляется по формулам:

$$\sigma^2 = V(1 - V), \quad (9)$$

$$V = \frac{n}{N},$$

где  $n$  — число скважин вскрывших коллектор;  $N$  — общее число пробуренных скважин.

Нетрудно понять, что  $V$  есть не что иное, как показатель распространения  $K_s$ , определенный не по величине площади присутствия коллектора, а исходя из числа скважин, в которых встречен пласт. Это, однако, справедливо при условии равномерной разбуренности месторождения.

Для характеристики геологической неоднородности пластов, представленных переслаиванием песчаных, часто выклинивающихся, прослоев небольшой мощности с непроницаемыми породами предложено [87] определять *коэффициент выклинивания*  $K_{л}$ , который показывает долю мощности выклинивающихся прослоев-коллекторов  $h_{выкл}$  от эффективной мощности  $h_{эф}$  рассматриваемого пласта в разрезе скважины, т. е.

$$K_{л} = \frac{h_{выкл}}{h_{эф}}. \quad (10)$$

При отсутствии выклинивающихся прослоев этот коэффициент будет равен нулю и, наоборот, при выклинивании всех прослоев  $K_{л} = 1$ .

Для практических целей целесообразнее применять [13, 87] *коэффициент выдержанности*  $K_{в}$ , представляю-

щий собой долю непрерывной мощности пласта по площади. Он определяется, исходя из равенства:

$$K_v = 1 - K_{л}. \quad (11)$$

Показатели пространственной выдержанности пластов не в полной мере отражают степень геологической неоднородности залежи. С этой целью было предложено оценивать прерывистость пластов, методика изучения которой изложена в ряде работ [9, 13, 19, 21, 77, 101].

Одна из них, методика ВНИИ [9, 19], заключается в следующем: в результате детальной корреляции в разрезе продуктивного резервуара выделяют зональные интервалы или прослои, хорошо прослеживающиеся по всей площади месторождения. Затем строят карты распространения каждого выделенного прослоя, для которого определяют долю участия линз  $V_{л}$ , полулинз  $V_{пл}$  и непрерывной части пласта  $V_{н}$  с учетом направления движения жидкости по пласту в пределах одной и той же постоянной площади.

Под линзами в этом случае подразумеваются ограниченные со всех сторон непроницаемыми породами участки присутствия коллекторов (рис. 21). Полулинзы вообще представляют собой участки прослоя, распространяемые за пределами залежи и выклинивающиеся внутри нее. С учетом положения разрезающего ряда за полулинзы могут быть приняты участки прослоя, открытые для поддержания давления только с одной стороны. За непрерывную часть принимают как площадь сплошного распространения прослоя, так и части площади, подвергающиеся воздействию нагнетания не менее, чем с двух сторон (см. рис. 21).

Объем каждой из указанных фигур вычисляется как произведение ее площади на высоту, за которую принимается среднеарифметическая мощность. Долю объема непрерывной части определяют по формуле

$$\bar{V}_n = \frac{\sum_{i=1}^n V_{ni}}{\sum_{i=1}^n (V_{ли} + V_{пли} + V_{ni})}. \quad (12)$$

Аналогично определяют доли объемов линз и полулинз.

По данным ТатНИИ [77], прерывистость пластов могут характеризовать следующие показатели:

1) содержание коллектора<sup>1</sup> и неколлектора  $\omega$  в общей площади пласта;

2) средние поперечные (по отношению к направлению потока) размеры коллектора и неколлектора  $l$ ;

3) частота выклинивания (или появления) пласта от скважины к скважине;

4) доля участков коллектора (по площади), изолированных от воздействия нагнетания.

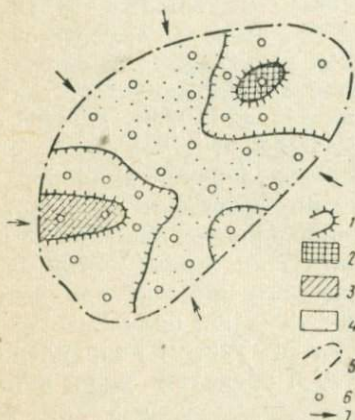


Рис. 21. Схема определения прерывистости продуктивных пластов:

1 — граница распространения пласта; 2 — линза; 3 — полулинза; 4 — непрерывный пласт; 5 — контур нефтеносности; 6 — пробуренные скважины; 7 — направление потока жидкости

При этом доля площади, занимаемой коллектором и неколлектором, определяется пропорционально количеству скважин<sup>2</sup>. Средний размер участков коллектора или неколлектора вычисляется по формуле

$$l_{\text{ср}} = \sum l_i p_i, \quad (13)$$

где  $l_i$  — средние размеры участков отдельных групп, взятых в направлении рядов, в км;  $p_i$  — доля этих групп участков.

Частоту выклинивания пласта в соседней скважине определяют как отношение случаев выклинивания пласта-коллектора ко всем случаям его вскрытия. Исследования проводят для расстояний между скважинами, наиболее часто встречающихся на большей площади месторождения, в данном случае для 600 м. Аналогично находят частоту появления коллектора.

Показатели прерывистости для двух площадей Ромашкинского месторождения [77] приведены в табл. 2.

Долю изолированных участков коллектора определяют после изучения характера его выдержанности по рядам в пределах трех соседних скважин. Результаты такого изучения, проведенного в ТатНИИ по Абдрахмановской площади [77], приведены в табл. 3.

<sup>1</sup> Иначе, коэффициент распространения  $K_s$ .

<sup>2</sup> Это справедливо лишь для месторождений, разбуренных более или менее равномерно.

Таблица 2

Показатели	Абрахмановская площадь, пласт			Павловская площадь, пласт		
	$D_{I-a}$	$D_{I-b}$	$D_{I-v}$	$D_{I-a}$	$D_{I-b}$	$D_{I-v}$
Содержание коллектора в общей площади пласта, %	55,2	78,6	55,0	89,3	78,9	79,7
Содержание неколлектора, %	44,8	21,4	45,0	10,7	21,1	20,3
Средний поперечный размер отдельного участка коллектора, км . . . . .	1,92	2,97	1,66	6,23	2,85	3,40
Средний размер участка неколлектора, км . . . . .	1,59	0,82	1,34	0,78	0,78	0,94
Частота выклинивания коллектора через 600 м . . . . .	30,1	18,5	34,9	8,20	18,9	16,3
Частота появления коллектора через 600 м . . . . .	37,4	68,2	42,6	71,4	71,0	63,5
Доля участков коллектора, окруженных неколлекторами . . . . .	1,40	0,08	1,30	0,01	0,05	0,07

Таблица 3

Случаи вскрытия пласта по обе стороны от каждой скважины	Коллектор пласта			Неколлектор пласта		
	$D_{I-a}$	$D_{I-b}$	$D_{I-v}$	$D_{I-a}$	$D_{I-b}$	$D_{I-v}$
Пласт, вскрытый в центральной скважине, обнаружен в обеих скважинах . . . . .	28,4	52,5	24,4	19,3	2,30	16,4
То же, в одной из скважин . . . . .	18,1	23,6	22,2	17,6	9,00	18,7
То же, ни в одной из скважин . . . . .	8,7	2,5	8,4	7,9	10,1	9,9

Тогда, допуская в среднем равновероятное изменение прерывистости пласта по всем направлениям, долю замкнутых участков коллектора можно определить по правилам вычисления условных вероятностей. Например, для пласта  $D_{I-a}$  она будет равна

$$8,7 \frac{8,7}{28,4 + 18,1 + 8,7} = 1,4\%.$$

Результаты изучения прерывистости пластов в дальнейшем учитывают при расчете показателей разработки

посредством определения внешних фильтрационных сопротивлений.

Имеется еще ряд методов оценки прерывистости пластов [19, 28], однако они носят в значительной степени теоретический характер.

Продуктивные пласты большей части нефтяных месторождений представлены песчаными и песчано-глинистыми породами, находящимися в различном соотношении, влияющем на перемещение жидкости внутри пласта. Для оценки этого соотношения американскими исследователями Л. А. Поласеком и К. А. Хатчинсоном [134] был предложен коэффициент неоднородности, обозначаемый  $HF$ . Методика его определения следующая. Выбирают условный репер, залегающий выше или ниже продуктивных отложений, затем разрез продуктивного пласта, начиная от этого репера, разделяют на отдельные прослои одинаковой мощности (1—2 м). Для каждого выделенного прослоя по данным всех пробуренных скважин вычисляют среднеквадратическое отклонение  $S_t$  и среднюю песчаность  $t_i$ , отношение которых дает значение коэффициента неоднородности.

Для продуктивного горизонта в целом коэффициент  $HF$  будет равен

$$HF = \frac{S_t}{t}, \quad (14)$$

где  $S_t$  — среднеквадратическое отклонение песчаности для залежи в целом;  $t$  — средняя песчаность продуктивного пласта.

Коэффициент  $HF$  отражает слоистый характер продуктивного пласта. Для идеально слоистой системы он будет равен нулю, а для сложной песчанистой системы он близок к единице. Следовательно, чем ниже  $HF$ , тем более выдержаны прослои коллекторов.

По данным работы [134], коэффициент  $HF$  находится в хорошем соответствии с объемами песчаников в разрезе продуктивного пласта и эффективным режимом разработки залежи.

Вследствие значительных литолого-фациальных изменений параметры пластов (в первую очередь, проницаемость и мощность) колеблются в широких пределах. В качестве показателей изменчивости параметров используют среднеквадратическое отклонение  $\sigma$  и коэффи-

циент вариации  $\omega$ . Для характеристики неоднородности свойств пластов определяют среднюю величину параметра  $[x]$ .

Поскольку проницаемость — один из основных параметров продуктивных пластов, значительно влияющий на разработку нефтяных залежей, наибольшее внимание многие исследователи, естественно, уделяют изучению и учету неоднородности пластов по проницаемости.

Например, В. Д. Лысенко [75, 76] в качестве меры послойной неоднородности пластов предлагает использовать квадрат коэффициента вариации проницаемости. Румынский исследователь Д. Кодреану [132] за критерий неоднородности среды принимает коэффициент  $I$ , равный отношению дисперсий проницаемости, определенной по промысловым данным и по керну. По нашему мнению, этот коэффициент больше характеризует анизотропию пласта, чем его неоднородность, поэтому он находит ограниченное применение.

Имеется еще ряд методов изучения неоднородности пластов. Так, в работе С. Д. Пирсона [94] показана возможность использования в качестве неоднородности какого-либо свойства пласта (чаще всего это бывает проницаемость) так называемого коэффициента Лоренца. Его определение ведется с помощью графика, приведенного на рис. 22, на котором по оси абсцисс отложена суммарная безразмерная мощность пласта  $\frac{\sum h_i}{h}$ , а по оси ординат — суммарная безразмерная характеристика  $\frac{\sum h_i x_i}{hx}$ .

Для построения этого графика сначала составляют таблицу, в которую в убывающем порядке записывают значения характеристики, рассматриваемой для соответствующих интервалов мощности. Диагональ  $AB$  соответствует полной однородности пласта, линия  $ABB$  — полной неоднородности и кривая  $AДВ$  — частичной неоднородности. Тогда коэффициент Лоренца будет

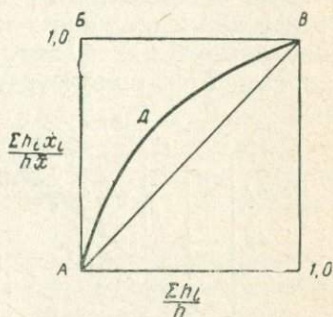


Рис. 22. Определение коэффициента Лоренца [94].

представлять собой отношение площади  $ADBA$  к площади  $ABBA$ .

Взяв за основу методику определения рассмотренного коэффициента, О. К. Обухов и Г. Н. Дейнега [89] показали принципиальную возможность использования в качестве критерия неоднородности среды коэффициента  $\gamma$  применительно к нефтяным месторождениям Краснодарского края. С этой целью строят график в прямоугольной системе координат (рис. 23), на котором по оси

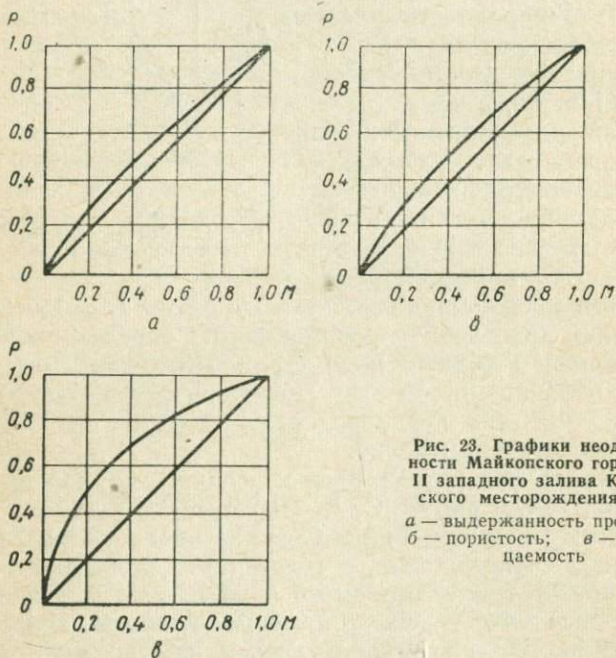


Рис. 23. Графики неоднородности Майкопского горизонта II западного залива Ключевского месторождения [89]:  
 а — выдержанность прослоев;  
 б — пористость; в — проницаемость

ординат откладывают значения функции распределения изучаемого параметра  $P$ , а по оси абсцисс в том же масштабе — доли математического ожидания того же распределения  $M$ . Коэффициент неоднородности  $\gamma$  будет равен отношению площади, ограниченной кривой и диагональю квадрата, к площади половины квадрата. Расчеты рекомендуется производить с помощью ЭВМ согласно блок-схеме, приводимой в работе [89].

В настоящее время предложено более 20 показателей неоднородности, которые, однако, применимы не для

каждой залежи. В связи с этим ниже, в сводной табл. 10 приведены лишь те показатели неоднородности и изменчивости параметров пластов, которые определяются по большей части нефтяных месторождений.

Группа показателей неоднородности, которые учитывают при разработке нефтяных месторождений, невелика. В настоящее время достаточно широко используют при расчете добычи нефти и процесса обводнения параметр  $\bar{V}_n$  (во ВНИИ), квадрат коэффициента вариации проницаемости и коэффициент вариации дебитов (или производительности) скважин (в ТатНИИ). В Гипровостокнефти применяют коэффициент относительной песчаности при расчете коэффициента охвата залежи сеткой скважин.

Рам и Шмальц (США) установили связь между коэффициентом Лоренца и нефтеотдачей при вытеснении нефти водой [94]. О существовании подобной зависимости применительно для нефтяных месторождений Советского Союза говорится и в работе [89].

Для характеристики микронеоднородности пластов можно использовать гранулометрические коэффициенты Траска [97]: медианный диаметр зерен  $Md$ , коэффициент отсортированности  $S_o$  и коэффициент асимметрии  $S_k$ . Для получения количественной характеристики этих коэффициентов необходимо построить в полулогарифмическом масштабе координат кумулятивную кривую распределения гранулометрического состава пород (рис. 24), по которой определяют квантили трех порядков.

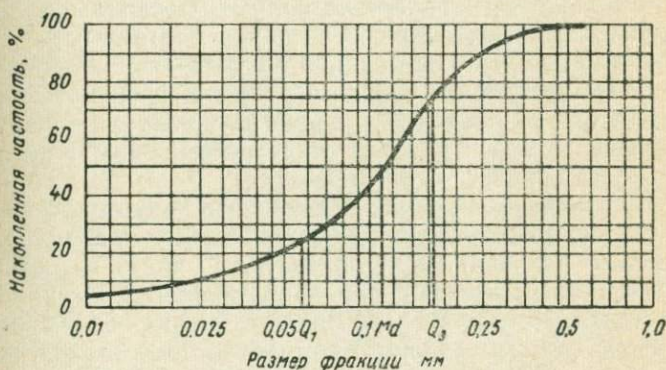


Рис. 24. Пример определения гранулометрических коэффициентов.

При использовании квартилей за средний размер зерен принимают медиану, т. е. такой размер зерна, по отношению к которому половина зерен крупнее, а вторая половина — мельче. Для вычисления коэффициента  $S_o$ , характеризующего степень однородности зерен по величине, и коэффициента  $S_k$ , иллюстрирующего симметричность распределения зерен относительно среднего, находят величину первой  $Q_1$  и третьей  $Q_3$  квартилей. Относительно первой квартили три четверти образца сложены более крупными зернами; по отношению к третьей квартили большими оказывается одна четверть зерен.

Тогда коэффициент отсортированности вычисляют по выражению

$$S_o = \sqrt{\frac{Q_3}{Q_1}}, \quad (15)$$

а коэффициент асимметрии как:

$$S_k = \frac{Q_1 Q_3}{Md^2}. \quad (16)$$

Например, для горизонта  $D_1$  центральных площадей Ромашкинского месторождения гранулометрические коэффициенты равны:  $Md=0,12$  мм,  $S_o=1,66$  и  $S_k=0,79$ . Показатели микронеоднородности пластов по некоторым месторождениям Советского Союза приведены ниже, в табл. 10. Следует иметь в виду, что величину этих коэффициентов можно определить по любым данным гранулометрического состава пород, но при условии, если они выражены не менее чем в трех фракциях и содержание крайних фракций не превосходит 25%.

Коэффициенты Траска позволяют сравнивать не только гранулометрический состав пород различных пластов, но и в некоторой мере судить об условиях их образования. Так, увеличение среднего размера зерен может указывать на возрастание скорости движения среды, а уменьшение коэффициента отсортированности — на длительность процесса переотложения.

Из изложенного выше следует, что для характеристики геологической неоднородности пластов предложено довольно большое число показателей, часть из которых уже сейчас применяют при проектировании разработки нефтяных месторождений. Задача состоит в выборе и обосновании оптимального комплекса показателей, которые могли бы наиболее полно отразить неоднородность различной геологической природы.

## **ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА ХАРАКТЕР И СТЕПЕНЬ НЕОДНОРОДНОСТИ**

От полноты геолого-промысловых сведений о строении нефтяных залежей, которые являются исходными данными при подсчете запасов и проектировании разработки, зависят точность и окончательные результаты последних. Однако эти сведения, как правило, становятся достаточно полными лишь на конечной стадии разбуривания залежи. В то же время в момент проектирования разработки месторождения очень важно прогнозирование характера и степени неоднородности продуктивных пластов, которые, на наш взгляд, прежде всего предопределяются особенностями осадконакопления. Это обуславливает необходимость детального изучения взаимосвязи неоднородности пластов с условиями осадконакопления, закономерностей в изменении литолого-физических свойств пород-коллекторов, зависимостей между отдельными параметрами пластов. Решение всех этих вопросов, по нашему мнению, позволит, основываясь на методе геологической аналогии, более обоснованно оценивать геологическую неоднородность продуктивных пластов вновь вводимых в разработку залежей, используя данные уже разбуренных месторождений.

### **Взаимосвязь геологической неоднородности пластов с условиями осадконакопления**

Общеизвестно, что формирование основных видов пород: песчаников, алевритов, глин, карбонатов (известняков, доломитов, мергелей) — обусловлено различными условиями осадконакопления. Причем основное значение при их формировании принадлежит стадиям

прогенеза и сингенеза (по Н. Б. Вассоевичу), для которых характерны процессы разрушения материнских пород, перемещение материала будущих осадков и сортировка их в пути, а также начало формирования осадка с момента прекращения механического движения его частиц, вызывающегося средой седиментации, т. е. средой, из которых они выпали. Именно механический и химический составы исходного вещества, дающего начало осадку, из которого затем образуются породы, определяются прежде всего процессами, происходящими в областях размыва и переноса материнского вещества, и процессами, управляющими его захоронением.

Анализ фактического материала о геологическом строении нефтяных залежей платформенного типа свидетельствует о взаимосвязи условий осадконакопления с особенностями распространения пород-коллекторов по площади, их положением в разрезе и характером изменения коллекторских пластов, т. е. с геологической неоднородностью продуктивных пластов.

Пласты, формирование которых происходило в условиях мелководного морского бассейна, характеризуются в большинстве случаев полосообразным распространением по площади, значительной прерывистостью и расчлененностью порядка 2,5—3,5 (пласты Д<sub>I-a</sub> и Д<sub>I-b</sub> центральных площадей Ромашкинского месторождения, пласт Д<sub>IV-n</sub> Шкаповского месторождения, пласт II Новохазинской площади Арланского месторождения и др.).

Формирование осадков, связанное с данными потоками относительно глубоководных бассейнов, обуславливает практически повсеместное присутствие продуктивных пластов по площади и невысокую их расчлененность (пласт Д<sub>I-г</sub> Ромашкинского, горизонт Д<sub>I</sub> Бавлинского и Туймазинского, верхняя пачка горизонта Д<sub>IV</sub> Шкаповского месторождения и др.).

При формировании осадков в условиях замкнутого бассейна (лагуны, заливы) пласты характеризуются преимущественно линзообразным залеганием (пласты I и III<sub>I</sub> Новохазинской площади и др.).

Сделанные выше выводы отражают лишь общие черты сложной взаимосвязи геологической неоднородности пластов с условиями осадконакопления. Условия формирования осадков столь многообразны, что было бы совершенно неправильным делать вывод о соответствии

определенного типа неоднородности пластов строго одному режиму седиментации. Например, формирование пластов, характеризующихся значительной выдержанностью по площади и невысокой расчлененностью, могло быть связано как с речными потоками, так и с прибрежно-морскими условиями и полуконтинентальным режимом. Линзообразная форма залегания коллекторов отмечается среди пластов, образовавшихся в условиях как замкнутого, так и мелководного бассейна. Установление отмеченной взаимосвязи обуславливает всестороннее изучение условий осадконакопления на основе всех данных, полученных как на ранней, так и на конечной стадии разработки месторождения.

Изучением особенностей формирования пород занимались Н. Б. Вассоевич, М. А. Великанов, В. Д. Наливкин, Л. Б. Пустовалов, Л. Б. Рухин, Н. М. Страхов, Г. И. Теодорович и другие, которыми были разработаны основы изучения условий образования осадочных пород.

Эти требования сводятся к тому, что при определении условий образования осадочных пород необходимо стремиться выяснить основные особенности геологической истории изучаемых осадочных пород [85]. Это, в первую очередь, выяснение геотектонического режима бассейна; характера среды отложения (воздушная или водная среда); физико-химических свойств среды отложения (например, степень солености, кислотности, содержания кислорода и другие признаки водной среды); характера движения среды отложения; направления и скорости движения среды отложения; характера рельефа и геологического строения области сноса; климата, глубины моря и других физико-географических условий области образования осадков и т. д.

Для решения этих основных вопросов необходимо комплексное применение данных разрезов скважин и лабораторных методов исследования. Данные разрезов скважин позволяют выделить породы определенных типов и изучать:

- 1) соотношение рассматриваемой породы с окружающими ее породами и выяснить внешние формы осадочных тел;
- 2) характеры изменения данной породы в пределах площади ее распространения;
- 3) ритмичность в строении осадочных толщ;

4) закономерности изменения мощности данной толщи;

5) текстурные особенности пород;

6) остатки организмов.

Лабораторные методы позволяют изучить гранулометрический, петрографический, минералогический и химический составы пород, а также их структурные особенности и коллекторские свойства.

Кроме известных методов изучения условий осадконакопления, разработанных Л. В. Пустоваловым, М. Б. Рухиным, Н. М. Страховым и другими, при решении подобных вопросов применяют методы и приемы, предложенные другими исследователями [62, 133].

Так, В. В. Вебером и другими [12] в результате обработки более 100 образцов песчано-алевролитовых пород различных стратиграфических комплексов нефтеносных областей СССР было установлено, что осадки каждого типа, формирование которых происходило в определенных условиях, характеризуются присущей только им кривой изменения гранулометрического состава. Сопоставление полученных разновидностей кумулятивных кривых с данными гранулометрии современных осадков позволило В. В. Веберу выделить ряд характерных фациальных типов среди песков и алевролитов.

Вполне определенно им выделяется тип прибрежных морских песков и алевролитов (I), достаточно четко вырисовывается тип песков и алевролитов фации аванделы (II), несколько труднее — тип фации лагун и полузамкнутых морских заливов (III). В особый IV тип автором выделяются алевриты Таманского залива.

Как видно из рассмотрения рис. 25, наиболее разнообразны кривые III типа фаций лагун и полузамкнутых морских заливов. Здесь встречаются породы примерно в равном соотношении от чистых песчаников до сильно глинистых алевролитов. Естественно, что подобное разнообразие пород фациальных типов не может не отразиться на геологической неоднородности и, в частности, на изменчивости коллекторских свойств пород. Меньшей неоднородностью пород характеризуются фации аванделы, причем количество песчаного материала зависит от степени удаления его от основного района дельты. В более удаленных участках морского бассейна количество глинистых частиц резко возрастает и гранулометрическая

кривая пород имеет явно алевролитовый характер (рис. 25, кривые 10, 11).

Установление соответствия гранулометрической характеристики пород какого-либо месторождения одной из приведенных кривых позволит определить условия

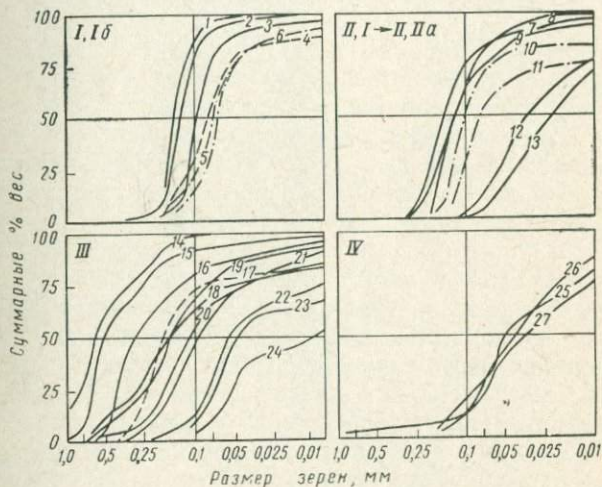


Рис. 25. Типы кумулятивных кривых гранулометрического состава нефтяных песков и алевролитов [12]:

I — тип прибрежных морских песков и алевролитов (кривые 1—3); 1б — то же, но на фоне фаций открытых заливов (кривые 4—6); II — тип песков фации аванделты (кривые 7—9); I—II — то же, но в сечении с фацией субморали открытых частей бассейнов (кривые 10, 11), IIa — тип алевролитов фации аванделты (кривые 12, 13); III — тип песков и алевролитов фации лагун и полузамкнутых морских заливов (кривые 14—24); IV — тип алевролитов Таманского залива (кривые 25—27)

формирования осадков уже на ранней стадии разбуривания месторождения, что, в свою очередь, позволит предположить возможную форму залегания коллекторов и приблизительно оценить степень неоднородности продуктивных пластов.

При изучении условий формирования пород используют и литолого-фациальные карты, методика построения которых была предложена В. К. Крумбейном и Л. Л. Слоссом [62]. При применении данной методики в изучаемом стратиграфическом комплексе выделяют породы трех основных групп. В каждой скважине определяют

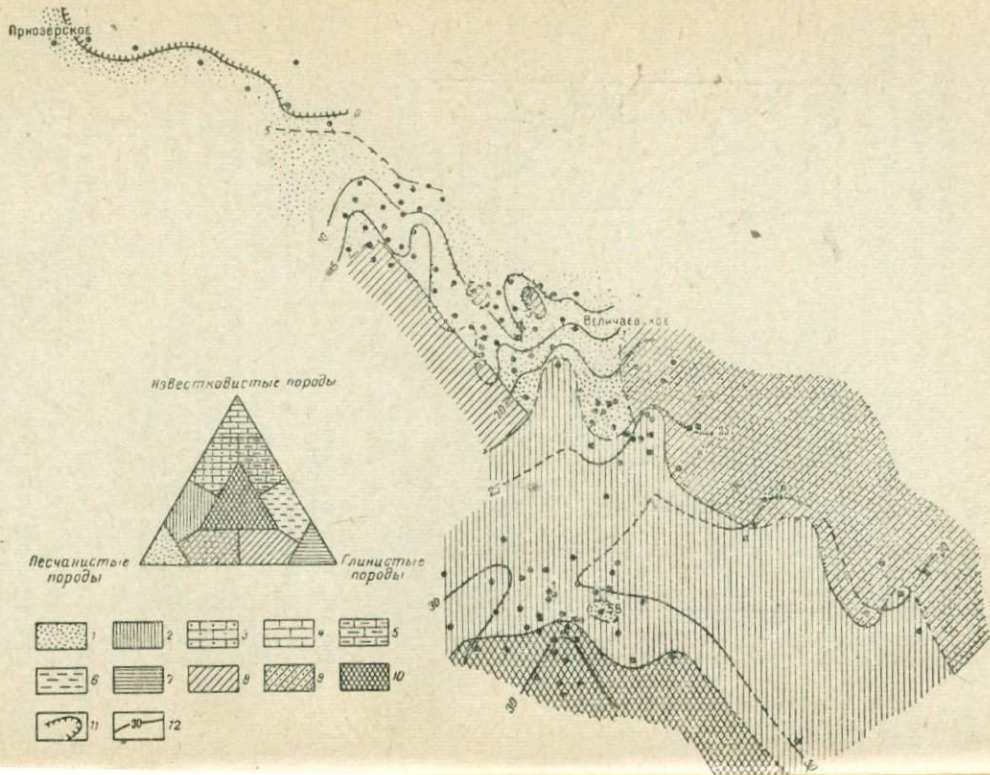


Рис. 26. Схема литофаций и мощностей пласта IX нижнемеловых отложений Восточной части Прикумской нефтегазональной зоны и диаграмма распределения литолого-фациальных зон:

1 — песчаник; 2 — песчаник известковистый; 3 — известняк песчаный; 4 — известняк; 5 — известняк глинистый; 6 — глина известковистая; 7 — глина, аргиллит; 8 — глина песчаная; 9 — песчаник глинистый; 10 — известково-песчаниково-аргиллитовые отложения; 11 — зона отсутствия пласта IX; 12 — линии равных мощностей

процентное содержание суммарных мощностей каждой из трех групп, а затем на основе этой характеристики строят литолого-фациальные карты. Для выяснения границ литолого-фациальных зон строят равносторонний треугольник (рис. 26), каждая вершина которого соответствует разрезу, состоящему из пород одной основной разновидности.

Каждому разрезу на треугольнике соответствует только одна точка. Весь треугольник делится на 10 зон. В трех зонах, примыкающих к вершинам треугольника, в разрезе преобладают отложения пород только одной группы, которые составляют от 75 до 100% общей мощности. В центральной зоне располагаются данные, соответствующие содержанию каждой группы пород от 20 до 60% общей мощности разреза и т. д.

Подобная методика была применена при изучении истории осадконакопления IX пласта нижнего мела в Прикумской зоне нефтегазоносности Восточного Ставрополя. Поскольку в разрезе IX пласта этого района, кроме песчаных, алевролитистых и глинистых пород, встречаются и породы с повышенной карбонатностью, то при составлении литолого-фациального треугольника к вершинам его были отнесены песчано-алевролитовые разности, глинистые и известковистые породы.

Анализ литолого-фациальной карты IX пласта (см. рис. 26) позволяет предположить, что источник сноса обломочного материала в верхнебарремское время находился на севере Прикумского района, а береговая линия, по-видимому, проходила в районе Приозерская — Максимокумская. С помощью этой карты удастся выявить и другие особенности формирования IX пласта. Например, значительное увеличение песчаности (до 75—100%) в заведомо глубоководной зоне месторождения Озек-Суат (скв. I, 58), может служить предположением об активном участии донных течений.

Таким образом, всестороннее изучение условий осадконакопления позволяет выявить не только особенности формирования осадков, но и предположить с определенной долей условности возможный характер и степень неоднородности продуктивных пластов.

## Изучение закономерностей в залегании продуктивных пластов

Многочисленные работы исследователей по нефтяным месторождениям Татарии [1, 3, 69], Башкирии [46, 47, 56], Туркмении [113], Куйбышевской [110] и Волгоградской [42] областей, Краснодарского [88] и Ставропольского [41] краев и других нефтяных районов Советского Союза свидетельствуют о наличии определенных закономерностей в залегании продуктивных пластов. Эти закономерности, например, выражаются в полосообразной, рукавообразной, шнурковообразной, линзообразной формах залегания пород-коллекторов, что можно видеть на рис. 6 и 27.

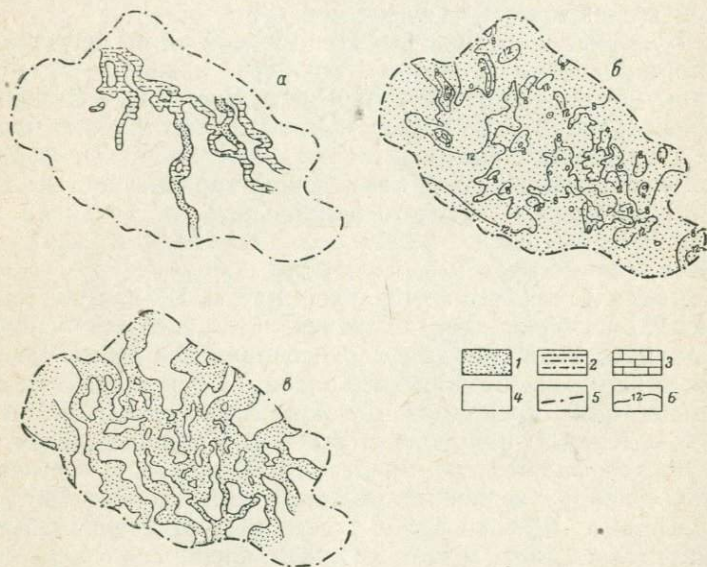


Рис. 27. Карты распространения пластов горизонта Д<sub>1</sub> Шкаповского месторождения:

*а* — пласт Д<sub>1</sub>—*а*; *б* — пласт Д<sub>1</sub>—*ср*; *в* — пласт Д<sub>1</sub>—*н*; 1 — песчаник; 2 — элевролит; 3 — известняк; 4 — глина; 5 — внешний контур нефтеносности; 6 — изопахиты

Известны также залежи нефти в США, приуроченные к песчаным породам, имеющим хорошо выраженное полосообразное распространение. Можно упомянуть о так называемой шнурковой залежи пенсильванских сланцев

Чероки (залежь Ченуте в Канзасе), а также о залежах нефти в песках Буч и Олимпик в Оклахоме.

Методика установления закономерностей в распространении пород-коллекторов или пространственном изменении параметров пласта в общих чертах сводится к следующему: на основе детальной корреляции разрезов скважин и комплексного изучения геологического строения залежи строят карты распространения пластов, общих и эффективных мощностей, различных параметров пласта и т. п. При необходимости прибегают к построению палеогеографических карт и палеопрофилей [40, 62, 70].

Правильный прогноз формы залегания и границ распространения пород-коллекторов позволяет эффективнее вести промышленную разведку залежей нефти в части заложения скважин и их количества, а также обоснованнее подходить к проектированию их разработки.

Наличие определенных закономерностей в залегании продуктивных пластов по площади наглядно подтверждается результатами исследований закономерностей в изменении эффективных мощностей, выявленных для многих платформенных месторождений [47, 56, 110]. Эти закономерности проявляются в полосообразном развитии зон повышенных и пониженных (относительно среднеарифметической величины) значений эффективных мощностей. Причем такие закономерности удается выявить даже для пластов, характеризующихся отсутствием каких-либо определенных закономерностей в их распространении или имеющих повсеместное развитие, что хорошо можно проследить на примере пласта  $B_2$  угленосного горизонта Карлово-Сытовского (см. рис. 4) и средней пачки горизонта  $D_1$  Шкаповского (см. рис. 27) месторождений.

Обращает на себя внимание то обстоятельство, что участки повышенных значений эффективной мощности отдельных пластов, как правило, соответствуют зонам увеличенных общих мощностей горизонтов, а простираение их совпадает с направлением движения предполагаемого водного потока, способствовавшего образованию этих отложений.

Следует, однако, отметить, что при региональных исследованиях особенностей в изменении мощности пластов с помощью отмеченных способов и приемов не всегда

удаётся выявить явные закономерности, так как многообразные изменения мощности на отдельных локальных участках месторождений затушевывают возможную видимую закономерность или, по выражению некоторых исследователей [3, 14, 60, 86], локальная закономерность и случайная изменчивость преобладают над региональной закономерной изменчивостью. В этой связи в последнее время для изучения изменений различных параметров продуктивных пластов был предложен ряд методов, основанных на теории случайных функций.

Так, В. А. Бадьяновым [3] с помощью этих методов были проведены исследования по изучению характера изменения эффективной мощности пластов горизонта  $D_1$  Ромашкинского месторождения, в результате которых им было установлено, что на большей части площадей доминирует локальная закономерность, обусловленная резкими изменениями мощности на небольших расстояниях, а в южной части месторождения (в районе Зай-Каратайской площади) наблюдаются постепенные, плавные изменения, т. е. преобладает региональная закономерная изменчивость.

Для прослеживания региональной тенденции в изменении параметра пласта по площади необходимо снять или ослабить влияние локальных (высокочастотных) колебаний в изменении этого параметра. С этой целью используется так называемый метод скользящего статистического окна, широко применяющийся при решении ряда геологических задач в работах отечественных и американских исследователей.

Суть этого метода состоит в том, что исследуемую область разбивают квадратной сеткой и в центрах квадратов проставляют мощность, равную средней арифметической мощности входящих в квадрат скважин. Затем по этим значениям строят карту в изолиниях, получившую название карты регионального фона. Сложность представляет выбор величины квадрата. При малой его величине выделяется много второстепенных деталей, слишком большая величина может привести к сглаживанию некоторых существенных закономерностей. Опытным путем [3] было, например, установлено, что наиболее близкой к оптимальной в условиях Ромашкинского месторождения является величина квадрата со стороной 8 км.

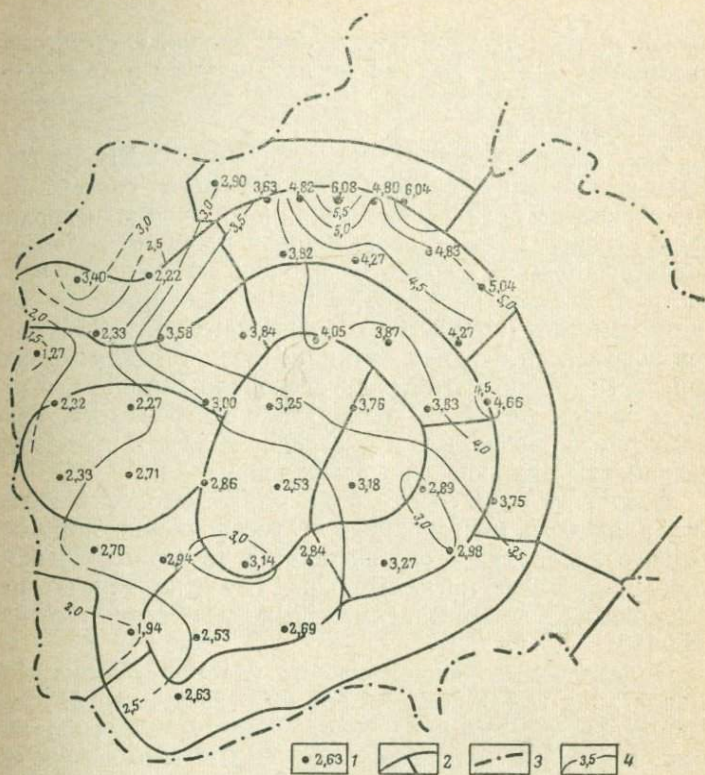


Рис. 28. Карта регионального фона мощности пласта Д<sub>1</sub>-а Ромашкинского месторождения [3]:  
 1 — центр окна и мощность; 2 — границы площадей; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — изопахиты

Как видно на рис. 28, изменение мощности пласта Д<sub>1</sub>-а на большой площади подчиняется четкой закономерности, т. е. увеличивается с юго-запада на северо-восток от 2—2,5 м на Зай-Каратайской и западе Миннибаевской площадях до 5—6 м на Алькеевской площади. Аналогичная особенность отмечается в изменении мощности и других пластов горизонта Д<sub>1</sub> этого месторождения [3].

Особую важность приобретает установление закономерностей в распространении продуктивных пластов при проектировании и регулировании разработки нефтяных месторождений, ибо оно позволяет более обоснованно

расположить ряды нагнетательных скважин, определить расстояния между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также между эксплуатационными скважинами и др.

Так, исследованиями, проведенными во ВНИИ [111], было установлено, что при существующей системе расположения нагнетательных скважин в условиях верхней продуктивной пачки Новохазинской площади не обеспечивается должная выработка запасов нефти из нижней ее части. В частности, установление полособразного залегания пласта  $I_3$  (см. рис. 6), содержащего около 15% запасов нефти всей верхней пачки, позволило рекомендовать перенести линию нагнетания несколько западнее, в пределы полосы развития коллекторов этого пласта. Такое мероприятие позволило в дальнейшем ввести в активную разработку нижнюю часть верхней пачки.

Аналогично для соседней Николо-Березовской площади Арланского месторождения установление полособразного залегания этого же пласта  $I_3$  позволило вдвое уменьшить число нагнетательных скважин за счет размещения их в зонах максимальных эффективных мощностей [131].

Определенные закономерности удается обнаружить и в залегании пород-коллекторов по разрезу, что обусловлено особенностями осадконакопления. Для платформенных нефтяных месторождений СССР (Ромашкинское, Туймазинское, Шкаповское, Куйбышевская группа и др.) эта закономерность проявляется прежде всего в том, что нижние пласты обычно характеризуются большей грубозернистостью по сравнению с вышележащими пластами. Подобная закономерность характерна для трехчленного деления продуктивного разреза типа горизонтов  $D_I$  и  $D_{IV}$  Шкаповского месторождения и отдельных продуктивных пачек Новохазинской площади. Эту же особенность можно наблюдать и в условиях горизонта  $D_I$  центральных площадей Ромашкинского месторождения.

При двухчленном делении разреза (типа пластов  $B_1$  и  $B_2$  большинства месторождений Куйбышевской области и VIII пласта ряда месторождений Ставропольского края) нижние пласты оказываются сложенными более мелкозернистым материалом, чем вышележащие, что в последнем примере, очевидно, связано с наличием размыва в верхней части.

Отмеченные особенности в размещении пластов по разрезу отражают лишь общую закономерность. Поскольку на каждом конкретном месторождении существовали свои условия и особенности осадконакопления, поскольку можно ожидать различные отклонения от указанного характера изменения гранулометрического состава пластов в зависимости от их расположения и чередования в разрезе.

Результаты изучения геологического строения месторождений Волго-Уральской нефтеносной провинции свидетельствуют и о других особенностях пород-коллекторов.

Например, можно отметить, что нижние пласты некоторых месторождений (пласт  $D_{I-d}$  центральных площадей Ромашкинского, нижние пачки горизонтов  $D_I$  и  $D_{IV}$  Шкаповского месторождения, пласт  $I_3$  Новоказинской площади) имеют полособразную форму залегания. Причем очень часто для них характерен резкий переход от песчаников к аргиллитам, происходящий без промежуточных разностей. Для этих пластов типично слабое развитие алевролитов по площади, которые, однако, встречаются в разрезе, но удельный их вес в общем объеме пласта незначителен.

Пласты, залегающие в середине разреза указанных месторождений, обычно лучше выдержаны по площади, имеют постепенный переход от коллекторов к зонам залегания их непроницаемыми породами. Верхние пласты имеют различный характер распространения. В ряде случаев, когда в изучаемом разрезе не отмечается четко выраженный регрессивный цикл осадконакопления, характер залегания их несущественно отличается от характеристики пластов, залегающих в средней части разреза. Это можно проследить на примере пласта  $D_{IV-1}$  Шкаповского месторождения. При накоплении осадков в условиях регрессии водной среды и последующего размыва верхняя часть продуктивных пластов обычно в значительной степени представлена литологически алеврито-глинистой фракцией. Песчаники залегают в виде линз и полулинз.

Общеизвестна зависимость коллекторских свойств пород от гранулометрического состава, поэтому установление закономерностей в размещении пластов по разрезу для конкретного месторождения имеет большое значение

для целей разработки, так как характеристика фракционного состава пород позволяет косвенно выявить преимущественное расположение наиболее проницаемых пластов и тем самым предусмотреть интервалы продуктивного разреза, по которому возможно опережающее обводнение скважин.

### **Изучение закономерностей в изменении коллекторских свойств продуктивных пластов**

Поскольку параметры пласта формируются в момент седиментации осадков, то при выявленных закономерностях в распространении коллекторов по площади и разрезу мы вправе ожидать определенные закономерности в изменении отдельных параметров продуктивных пластов по площади и объему. Однако в последнее время в связи с внедрением в нефтепромысловую геологию вероятностно-статистических методов в ряде работ [73, 103] появились высказывания об отсутствии закономерностей в изменении отдельных параметров по площади и объему пластов, хотя этими авторами и признается наличие определенных закономерностей в распространении продуктивных пластов по площади.

Этот вывод основан на утверждении, что параметры пласта (мощность, пористость, проницаемость и др.) в каждой скважине не зависят от соответствующих параметров в соседних скважинах. По нашему мнению, и как это было показано выше, параметры пластов в любой скважине обусловлены не их значениями в окружающих скважинах, а условиями осадконакопления, генетически определяющими закономерности в их распространении. Кроме того, рядом исследователей [3, 14, 60, 80] подчеркивалось, что отсутствие закономерностей в распространении параметров пласта по площади следует расценивать как явление ложное, ибо на фон общих (региональных) закономерностей накладываются элементы случайности, обусловленные влиянием на процесс осадконакопления совокупности ряда вспомогательных второстепенных факторов, приводящие к частому (локальному) изменению параметра на том или ином участке залежи. В связи с этим значения отдельных параметров пласта (пористости, проницаемости и др.) могут иметь некоторое отклонение от общей закономерности в их изменении

по площади. Отсюда можно прийти к выводу, что закономерности следует искать не в строгом увеличении или уменьшении того или иного параметра пласта в данном направлении, а вести изучение путем установления зон или участков повышенных или пониженных значений (относительно средней величины) отдельных параметров по площади.

Детальное изучение геологического строения нефтяных месторождений Урало-Поволжья, Краснодарского и

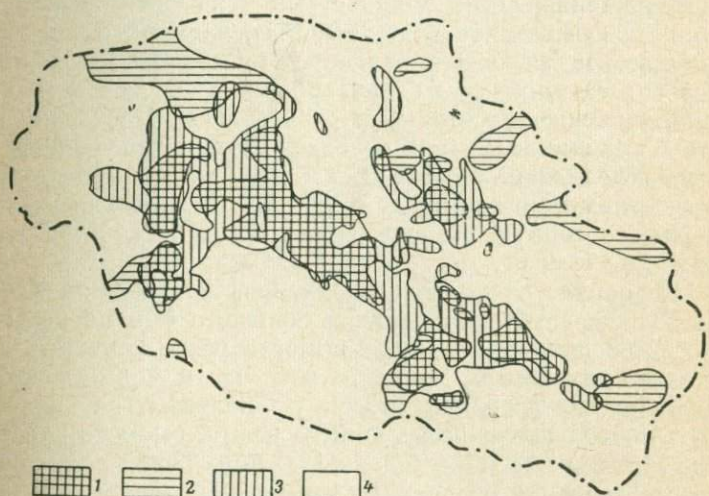


Рис. 29. Карта распространения повышенных значений проницаемости и эффективных мощностей верхней пачки горизонта Дv1 Шкаловского месторождения:

- 1 — зоны совпадения повышенных значений проницаемости и эффективных мощностей;
- 2 — зоны повышенных значений проницаемости ( $k > 500$  мд);
- 3 — зоны повышенных значений эффективных мощностей ( $h_{эф} > 8$  м);
- 4 — зоны отсутствия повышенных значений проницаемости и эффективных мощностей

Ставропольского краев [46, 47, 88, 128] показало, что существуют определенные закономерности в изменении пористости и проницаемости по площади, выражающиеся в изменении этих параметров либо в определенном направлении (см. рис. 8), либо в распространении зон повышенных значений этих параметров определенным образом (рис. 29). Необходимо отметить, что зоны повышенных значений эффективных мощностей в большинст-

ве случаев соответствуют участкам повышенных значений пористости и проницаемости [47].

Установление распространения участков улучшенных коллекторских свойств очень важно при выборе местоположения разрезающих рядов нагнетательных скважин, очагового заводнения, при переносе линии нагнетания и др. Например, на восточной части Альметьевской площади вследствие значительной удаленности от линии нагнетания (2500—3000 м) участок залежи, характеризующийся большими мощностями и высокой гидропроводностью, оказался слабо вырабатываемым, о чем свидетельствовали резкое падение пластового давления, перевод скважин на механизированный способ эксплуатации и их незначительные дебиты [117]. Поскольку на этом участке оказались не охваченными заводнением в основном нижние пласты Д<sub>I-г</sub> и Д<sub>I-д</sub>, то при проведении мероприятий по повышению пластового давления учитывались, в первую очередь, коллекторские свойства этих пластов.

Создание очагового заводнения, которое началось после осуществления закачки большого объема воды в скв. 2406, за короткий срок помогло резко улучшить состояние разработки в восточной части Альметьевской площади: интенсивнее стали вырабатываться пласты Д<sub>I-г</sub> и Д<sub>I-д</sub>, увеличилась добыча нефти, выросло пластовое давление за один год на 18,6 бар. Такой рост пластового давления обеспечил перевод механизированных скважин на фонтанный способ эксплуатации, низкодебитные периодически фонтанирующие скважины стали устойчиво фонтанировать.

Не меньшее значение для целей разработки залежи имеет установление закономерностей в изменении коллекторских свойств по разрезу. Анализ работ по изучению коллекторских свойств терригенных пород нефтяных месторождений СССР и за рубежом показал наличие таких закономерностей [1, 3, 46, 47, 118].

Строго обоснованной методики установления подобных явлений не разработано. Один из приемов, применяющихся на месторождениях Куйбышевской области, сводится к следующему [118]. Исследования проводят от кровли продуктивного пласта, для чего строят прямоугольные оси координат, у которых ось глубин является ординатой. На нее наносят расстояния от кровли

пласта, на которых был отобран керн и определены параметры пласта. Расстояния целесообразно выбирать в масштабе стандартного каротажа. По оси абсцисс в произвольном масштабе откладывают размерности изучаемого параметра (в процентах или долях единиц). Соединением всех точек плавной или ломаной линией получается дифференциальная кривая распределения того или иного параметра пласта по разрезу.

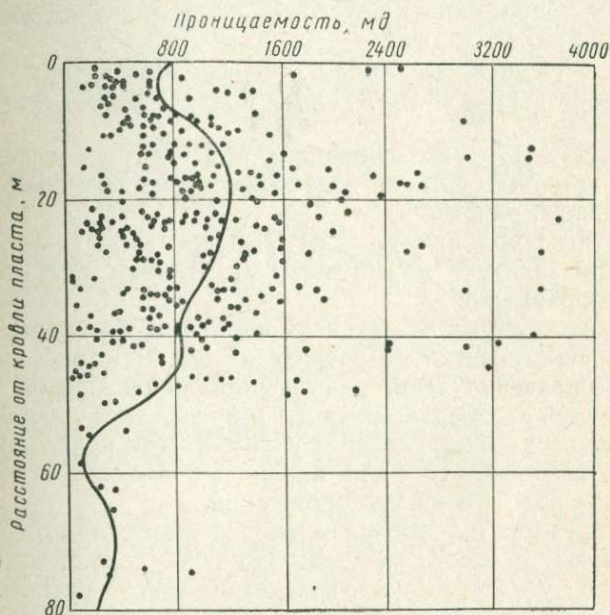


Рис. 30. Характер изменения проницаемости по разрезу пласта I Мухановского месторождения [118].

Изучение такой кривой для пласта I нижнего карбона Мухановского месторождения (рис. 30) свидетельствует, что в целом по пласту проницаемость уменьшается к подошве, хотя отмечаются и большие отклонения отдельных ее значений от средних величин.

На центральных площадях Ромашкинского месторождения коллекторские свойства ухудшаются в обратном направлении: от подошвы к кровле [1, 3].

Из зарубежных в качестве примера можно привести месторождение Рурд Эль Багель (Алжир), на котором в

продуктивным разрезе кембрия, представленном плотными кварцевыми, трещиноватыми песчаниками, отмечается четкая закономерность ухудшения коллекторских свойств от кровли к подошве. Подобная закономерность установлена и на другом месторождении Алжира (Зарзайтин), которое по своему характеру строения и коллекторским свойствам пород девона (горизонт F<sub>4</sub>) аналогично Шкаповскому месторождению.

Обобщение опыта изучения коллекторских свойств пластов показало, что:

1) исследования необходимо проводить на основе анализов керна, число которых должно быть достаточно большим;

2) при таких исследованиях необходима достаточная и равномерная степень освещенности керном всего продуктивного разреза;

3) исследованию должны подвергаться пласты, характеризующиеся нормальным залеганием без существенных размывов.

Однако изучение закономерностей в изменении коллекторских свойств по разрезу не должно преследовать только цель получения дифференциальной кривой. Чаще бывает целесообразным найти закономерное расположение пластов или прослоев с улучшенными коллекторскими свойствами, что очень важно при анализе и регулировании разработки месторождений.

Например, в условиях верхней пачки горизонта D<sub>IV</sub> Шкаповского месторождения наилучшие коллекторские свойства у пласта D<sub>IV-2</sub>, вследствие чего нагнетаемая вода прорывается преимущественно по средней части, а нижележащие интервалы остаются нефтенасыщенными [114]. В то же время на отдельных участках этого месторождения верхняя и нижняя пачки горизонта D<sub>IV</sub> эксплуатируются совместно, но вследствие того, что коллекторы верхней пачки имеют лучшие свойства, чем нижней, из них нефть извлекается в первую очередь, хотя нижняя пачка более однородна по своему строению, чем верхняя. Такое положение может привести к значительным потерям нефти в нижней пачке [48].

В каждом отдельном случае необходимо учитывать конкретные особенности месторождения. Так, на центральных площадях Ромашкинского месторождения пласт D<sub>I-a</sub> горизонта D<sub>I</sub> характеризуется низкими коллектор-

скими свойствами, поэтому здесь он вырабатывается крайне слабо [1, 11]. Однако в направлении на север — северо-восток коллекторские свойства пласта Д<sub>I-a</sub> значительно улучшаются, вследствие чего на Восточно-Сулеевской, Азнакаевской и других площадях отмечается опережающая выработка запасов этого пласта, что ухудшает в целом условия разработки горизонта Д<sub>I</sub>.

Таким образом, проведенные исследования свидетельствуют о том, что для целей проектирования, анализа и регулирования разработки нефтяных месторождений важен не сам факт установления четких закономерностей в изменении параметров пластов по площади и разрезу, а выявление участков распространения по площади и преимущественного расположения в продуктивном разрезе пород, характеризующихся улучшенными или ухудшенными коллекторскими свойствами. В последнее время, например, все чаще вместо карт параметров пласта в изолиниях строят карты, на которых выделяют зоны с условными пределами изменения коллекторских свойств пород для каждого конкретного месторождения в отдельности. Например, для случая с пористостью эти пределы составляют 12—16, 16—20, 20—24% и т. д.

### **Группирование залежей по степени геологической неоднородности продуктивных пластов**

В процессе проведения работ во ВНИИ по изучению геологической неоднородности пластов платформенных месторождений было выявлено, что продуктивные пласты изученных нефтяных залежей характеризуются либо идентичным характером залегания по площади и разрезу, либо имеют сходные параметры и показатели неоднородности. Это позволило обосновать возможность группирования залежей по степени геологической неоднородности слагающих их пластов.

Вопросы группирования залежей с учетом геологической неоднородности пластов были рассмотрены также рядом авторов для условий месторождений Краснодарского края [83] и Арланского месторождения [50].

Так как конечная цель изучения геологической неоднородности — учет ее при разработке, то наиболее приемлемой может быть признана классификация продуктивных пластов по характеру их площадного залегания,

при которой достаточно четко выделяются пласты трех типов. Пласты каждого типа характеризуются определенным интервалом изменения коэффициента распространения коллекторов.

К первому типу были отнесены пласты, имеющие практически повсеместное распространение; участки залегания коллекторов непроницаемыми породами, если они и имеются, немногочисленны и незначительны по размерам. Коэффициент распространения превышает 0,85 и в большинстве случаев близок к единице.

Пласты второго типа характеризуются полосообразной (или близкой к ней) формой залегания коллекторов. Необходимо отметить, что применяемый нами термин «полосообразный» весьма условен, так как границы распространения коллекторов не имеют отчетливого прямолинейного очертания, необходимость которого предъявляется к понятию полосы [96]. Коэффициент распространения для пластов этого типа варьирует в пределах 0,45—0,85, причем в случае отчетливо выраженной полосообразной формы  $K_s$  изменяется от 0,5 до 0,76.

Третий тип объединяет пласты, залегающие в виде линз или полулинз. Коэффициент распространения в этом случае редко превышает 0,45. В табл. 4 согласно предлагаемой классификации сгруппированы изученные нами пласты ряда месторождений Советского Союза.

Пласты подобных типов предлагает выделять В. С. Ключарев при изучении неоднородности пластов на Арланском нефтяном месторождении [50]. На возможность существования описанных трех типов залегания продуктивных пластов указывал и А. В. Кузнецов [69].

Безусловно, предлагаемая нами и другими авторами классификация не охватывает всего многообразия форм и характера залегания продуктивных пластов, а главное, по ней не всегда можно выявить закономерности изменения степени геологической неоднородности, так как эти классификации отражают только морфологию тела коллектора, не раскрывая ее генетической сущности.

Учитывая, что геологическая неоднородность пластов тесно связана с условиями осадконакопления, а последние неодинаково влияют на процесс формирования пластов (а значит и их параметров) в различных тектонических зонах, дальнейшие исследования нами велись именно в этих направлениях. С этой целью был проведен

Таблица 4

Тип	$K_s$	Возраст, пласт, горизонт	Залежь, месторождение
1	2	3	4
I. Повсеместный	0,89	$D_{I-г}$	Ромашкинское
	1,00	$D_I$	Бавлинское
	0,98	$D_I$	Туймазинское
	0,97	$D_I$	Константиновское
	0,97	$D_I$	Серафимовское
	0,99	$D_{I-ср}$	Шкаповское
	0,90	$C_I^{II}$	Ново-Хазинская
	0,90	$C_I^{IV}$	»
	0,90	$C_I^{II}$	Арланская
	0,90	$C_I^{IV}$	»
	0,88	$C_I, B_{2-4}$	Губинское
	0,85	$C_I, B_{2-1}$	Заборовское
	0,86	$C_I, B_{1-в}$	Карлово-Сытовское
	0,86	$C_I, B_{2-н}$	»
	0,88	$C_I, B_{2-1}$	Сызранское
	0,91	$C_I, B_{2-3}$	»
	0,85	$C_I, B_{2-4}$	»
	0,96	$C_{г1}, VIII-4$	Правобережное
	1,00	$C_{г1}, IX$	»
	0,99	$C_{г1}, VIII-3$	Величаевское
	0,94	$C_{г1}, VIII-4$	»
	1,00	$C_{г1}, IX$	»
	0,85	$C_{г1}, VIII-3$	Колодезное
	0,93	$C_{г1}, VIII-4$	»
	1,00	$C_{г1}, IX$	»
	1,00	$C_{г1}, IX$	Озек-Суат
	1,00	$C_{г1}, IX$	Зимняя Ставка
0,92	$C_{г1}, VIII_2-2$	»	
II. Полосообразный	0,59	$D_{I-a}$	Центральные и периферийные площади Ромашкинского месторождения
	0,67	$D_{I-в}$	

Тип	$K_s$	Возраст, пласт, горизонт	Залежь, месторож- дение
1	2	3	4
II. Полосооб- разный	0,62	$D_{1-n}$	Шкаповское
	0,68	$D_{IV-1}$	»
	0,73	$D_{IV-2}$	»
	0,64	$D_{IV-3}$	»
	0,81	$D_{IV-n}$	»
	0,80	$C_1^{VI-B}$	Арланская
III. Линзооб- разный	0,45	$D_{1-б_{1+2}}$	Альметьевская
	0,35	$D_{1-б_{1+2}}$	Миннибаевская
	0,18	$D_{1-a}$	Шкаповское
	0,31	$D_{1-б}$	»
	0,2	$C_1, III$	Арланская
	0,1	$C_1, III$	»
	0,1	$C_1, I$	Новоказинская
	0,2	$C_1, IV$	»
	0,15	$C_1, B_1$	Заборовское
	0,12	$C_1, B_2-3$	Губинское
	0,15	$C_{r1}, VIII-2$	Колодезное

детальный анализ основных параметров пластов и показателей геологической неоднородности по 41 залежи наиболее крупных платформенных месторождений Советского Союза, которые приурочены к различным структурно-тектоническим элементам.

При изучении характера и степени неоднородности пластов в связи с принадлежностью их к различным геотектоническим зонам была принята терминология и классификация нефтегазоносных провинций Н. Ю. Успенской [120]. В качестве основного структурно-тектонического элемента был взят свод тектонических поднятий, а все пласты были объединены в три группы:

К *первой группе* (I) были отнесены продуктивные пласты месторождений центральных частей сводовых

поднятий, а именно: Ромашкинского, расположенного в центральной части южной вершины Татарского свода, а также Бавлинского и Туймазинской группы месторождений, приуроченных к юго-восточной части этой же вершины.

*Вторая группа* (II) включает пласты месторождений окраинных частей сводовых поднятий. Сюда можно отнести горизонты  $D_1$  и  $D_{IV}$  Шкаповского и пласт  $B_2$  группы месторождений Куйбышевской области, расположенные соответственно на юго-восточной окраине Татарского свода (юг Белебеевской вершины) и северо-западной окраине Жигулево-Пугачевского свода (север — северо-запад Жигулевской вершины). К этой же группе относятся продуктивные пласты тульского и бобриковского горизонтов нижнего карбона Бахметьевского и Жирновского месторождений, приуроченные к юго-восточной окраине Воронежского свода (северо-запад Доно-Медведицкой зоны дислокаций), а также девонские продуктивные пласты Мухановского месторождения, находящегося на северо-западной окраине Оренбургского свода (северо-запад Пилюгинской вершины).

*Третья группа* (III) — в некоторой степени условная, так как объединяет пласты месторождений с несколько различными геотектоническими признаками. Она включает месторождения окраинных частей впадин и межгорных прогибов. Сюда были отнесены продуктивные пласты терригенной толщи нижнего карбона Новоказанской площади, которая приурочена к юго-восточной части Верхне-Камской впадины, а также VIII—IX меловые пласты ряда месторождений Восточного Ставрополя, расположенных на юго-восточной окраине Манычского прогиба. На основании работы Б. Ф. Дьякова [36], считающего юрско-палеогеновый геолого-структурный комплекс Центрально-Мангышлакской геотектонической зоны платформенным образованием, к третьей группе можно отнести также XIII—XVIII юрские продуктивные горизонты месторождения Узень, которое приурочено к юго-восточной окраине впадины Узень или к северо-восточной части Южно-Мангышлакского прогиба.

При группировании геологической неоднородности пластов по генетическому признаку встречается ряд затруднений, так как фациальные обстановки различными авторами определены не всегда однозначно, переходы

между различными условиями осадконакопления часто завуалированы и четкую границу провести не удастся. В этой связи были выделены отложения трех условных типов.

*Тип А* объединяет отложения, формировавшиеся в мелководно-морских условиях, при которых седиментация осадков происходила в непосредственной близости от морского бассейна или же обломочный материал приносился в результате действия волно-прибойных сил и течений средних скоростей. Сюда же были отнесены и осадки, образовавшиеся на несколько больших глубинах, т. е. они скорее являются отложениями нормального моря (это условно, ибо максимальная глубина их образования составляет 200 м), чем мелководно-морскими.

*Тип Б* включает отложения, образовавшиеся в прибрежно-морских условиях.

*Тип В* представлен отложениями, формировавшимися в континентальных условиях или условиях замкнутых лагун, озер и болот.

Названные типы геологической неоднородности по генетическому признаку рассматриваются в каждой из трех выделенных групп по геотектоническому признаку, т. е. теоретически возможны неоднородности пластов девяти типов. Однако на основании имеющихся в нашем распоряжении данных можно говорить пока о том, что в центральных и окраинных частях сводовых поднятий наиболее крупные известные нефтяные месторождения приурочены к пластам, которые отлагались только в мелководно-морских (тип А) и прибрежно-морских (тип Б) условиях. Следует отметить, что это совершенно не означает отрицания образования в этих зонах осадков континентально-лагунного типа.

Для удобства пользования предлагаемой классификацией вводится индексация для пластов каждого типа. Например, тип I—А означает, что данный пласт, формировавшийся в мелководно-морских условиях, принадлежит залежи, приуроченной к центральной части сводового поднятия и т. д.

Анализ приведенных в табл. 5 данных свидетельствует о том, что во всех трех геотектонических зонах наблюдается общая закономерность: по мере продвижения от открытого моря к береговой линии четко прослеживается

повышение степени неоднородности пластов. Для групп I и III это касается прежде всего величин коэффициентов расчлененности и относительной песчаности, а для группы II — гранулометрических коэффициентов.

Можно также отметить, что в условиях центральных и крайних частей сводовых поднятий пласты, представленные мелководно-морскими отложениями, оказываются более однородными, чем прибрежно-морские и особенно пласты типа III—B.

Полученные результаты позволяют сделать ряд выводов относительно особенностей изучения геологической неоднородности пластов каждого типа.

1. Продуктивные пласты, образовавшиеся в условиях мелководно-морского бассейна (типы I—A, II—A и III—A), характеризуются, как правило, монолитным строением и значительной выдержанностью по площади. Отсюда такие показатели неоднородности пластов, как коэффициенты относительной песчаности и распространения, являются максимальными (минимальные  $K_{п}=0,81$  и  $K_{с}>0,85$ ), а коэффициент расчлененности — невысокий (максимальный  $K_{р}=2,18$ ).

Для характеристики геологической неоднородности пластов этих типов следует изучать прежде всего степень изменчивости эффективной мощности и проницаемости, определяющих полноту выработки запасов. Для пластов, формировавшихся в условиях нормального моря, кроме этого, необходимо изучать карбонатность, существенно влияющую на фильтрационную характеристику пласта.

2. Продуктивные пласты, образовавшиеся в прибрежно-морских и континентально-лагунных фациальных обстановках, характеризуются значительной расчлененностью на ряд пропластков, каждый из которых неравномерно выдержан по площади.

При оценке степени неоднородности таких пластов следует изучать как степень изменчивости проницаемости, так и расчлененность и прерывистость. Подробнее эти вопросы будут рассмотрены ниже.

Предлагаемое группирование позволяет, зная общегеологические закономерности развития территории, в пределах которой находится новое месторождение (за-лежь), прогнозировать для него возможный тип, а отсюда и степень неоднородности пластов.

Геотектоническая группа	Генетический тип	Месторождение, площадь	Горизонт, пачка, пласт	Медианный размер зерна $Md$ , $\mu m$
1	2	3	4	5
I (центральные части сводовых поднятий)	А. Мелководно-морские отложения	Бавлинское	$D_I$	—
		Туймазинское	$D_I$	0,12
		»	$D_{II}$	—
		Александровская	$D_I$	—
		Серафимовская	$D_I$	—
	Среднее значение по типу А	—	—	
	Б. Прибрежно-морские отложения	Абдрахмановская	$D_I$	} 0,11
		Павловская	$D_I$	
		Миннибаевская	$D_I$	
		Южно-Ромашкинская	$D_I$	
Восточно-Сулеевская		$D_I$		
Среднее значение по типу Б	—	0,11		
Среднее значение по группе I			—	0,11
II (окраинные части сводовых поднятий)	А. Мелководно-морские отложения	Шкаповское	$D_{I-cp}$	0,13
		Бахметьевское	A	—
		»	$B_I$	—
		Жирновское	A	—
		»	$B_I$	—
	Среднее значение по типу А	—	—	
	Б. Прибрежно-морские отложения	Шкаповское	$D_{IV}$	0,135
Заборовское		$B_2$	0,08	
Зольный Овраг		$B_2$	0,086	

Таблица 5

Коэффициент отсортированности $S_o$	Коэффициент расчлененности $K_p$	Коэффициент относительной песчаности $K_{II}$	Эффективная мощность, м		Проницаемость, мД		Пористость, %	
			$\bar{h}_{эф}$	$w_h$	$\bar{k}$	$w_k$	$\bar{m}$	$w_m$
6	7	8	9	10	11	12	13	14
—	1,7	0,87	11,6	39,0	600	45,0	20,3	7,9
1,17	1,9	0,82	9,3	49,0	480	58,3	21,4	9,2
—	1,5	0,94	16,1	38,0	—	—	22,0	7,4
—	1,8	0,81	9,9	58,0	410	51,2	21,2	12,7
—	1,3	0,84	7,3	63,0	330	45,5	19,3	7,5
—	1,64	0,86	10,8	49,4	455	50,0	20,8	8,9
} 1,66	2,42	0,63	13,3	53,0	380	44,7	18,5	12,1
	2,47	0,68	13,9	35,0	320	43,8	18,7	17,6
	2,54	0,67	13,1	51,0	—	—	—	—
	2,66	0,71	16,8	43,0	—	—	—	—
	2,46	0,65	14,3	51,0	—	—	—	—
1,66	2,51	0,67	14,3	46,6	350	44,3	18,6	14,9
1,42	2,08	0,76	12,6	48,0	420	48,2	20,2	10,6
1,02	2,14	0,80	12,1	37,0	385	60,8	19,0	7,2
—	1,90	0,84	11,4	54,3	—	—	—	—
—	2,60	0,66	11,9	42,7	—	—	—	—
—	1,40	0,90	15,6	39,9	—	—	—	—
—	1,75	0,93	17,4	36,5	—	—	—	—
—	1,96	0,83	13,7	42,5	—	—	—	—
1,66	2,56	0,68	12,3	41,3	430	43,6	18,7	14,7
1,42	1,55	0,74	3,8	73,7	2580	88,2	25,5	15,3
1,56	2,00	0,90	16,8	26,2	2340	68,5	24,0	12,5

Геотектоническая группа	Генетический тип	Месторождение, площадь	Горизонт, пачка, пласт	Медианный размер зерна Мд мк
		Яблоневый Овраг	Б <sub>2</sub>	—
		Стрельненское	Б <sub>2</sub>	0,125
		Губинское	Б <sub>2</sub>	0,095
		Сызранское	Б <sub>2</sub>	0,092
		Мухановское	Д <sub>II</sub>	—
		Среднее значение по типу Б	—	0,102
		Среднее значение по группе II	—	0,016
III (окраинные части впадин и межгорных прогибов)	А. Мелководно-морские отложения	Величаевское	IX	0,140
		Зимняя Ставка	IX	—
		Правобережное	IX	0,116
		Колодезное	IX	—
		Озек-Суат	IX	0,12
		Среднее значение по типу А	—	0,125
	Б. Прибрежно-морские отложения	Величаевское	VIII <sub>2+3+4</sub>	0,115
		Зимняя Ставка	VIII <sub>2+3+4</sub>	—
		Правобережное	VIII <sub>2+3+4</sub>	0,18
		Колодезное	VIII <sub>2+3+4</sub>	—
Новохазинская		C <sub>I</sub>	0,114	
Узень	XIII	0,12		
		Среднее значение по типу Б	—	0,132

Коэффициент отсортированности S <sub>0</sub>	Коэффициент расчлененности K <sub>p</sub>	Коэффициент относительной песчаности K <sub>п</sub>	Эффективная мощность, м		Проницаемость, мд		Пористость, %	
			$\bar{h}_{эф}$	$w_h$	$\bar{k}$	$w_k$	$\bar{m}$	$w_m$
6	7	8	9	10	11	12	13	14
—	1,50	0,94	9,4	34,5	2170	63,4	24,7	10,8
1,38	2,30	0,79	11,9	48,6	1410	66,5	22,9	8,8
1,58	2,30	0,80	7,0	36,6	1300	48,2	24,7	17,3
1,76	2,10	0,86	6,3	61,3	1330	76,8	24,1	18,4
—	3,30	0,52	15,9	—	—	—	—	—
1,40	2,20	0,78	10,4	46,1	1651	65,0	23,5	14,0
1,47	2,08	0,80	12,6	44,3	1493	64,5	23,0	13,1
1,90	1,53	0,92	10,1	30,8	143	123,1	21,2	21,4
—	2,10	0,89	17,3	15,9	—	—	22,7	21,1
1,85	2,07	0,89	17,1	25,5	223	151,6	24,1	20,6
—	1,50	0,92	9,0	21,7	—	—	17,2	14,7
1,62	2,18	0,85	15,6	20,3	119	96,4	24,6	19,3
1,79	1,88	0,90	13,8	22,8	162	123,7	21,9	19,0
1,59	2,40	0,79	8,9	35,3	264	106,0	23,5	23,6
—	2,70	0,67	11,8	34,6	—	—	19,8	23,8
1,82	2,41	0,78	15,3	17,3	287	148,0	21,0	22,9
—	2,07	0,81	7,7	32,2	—	—	17,4	18,4
1,36	1,6	0,93	5,1	46,0	1255	139,0	22,3	14,0
2,16	5,4	0,33	11,9	53,5	458	90,7	25,7	16,1
1,73	2,76	0,72	10,1	36,5	566	120,9	21,6	19,8

Геотектоническая группа	Генетический тип	Месторождение, площадь	Горизонт, пачка, пласт	Медианный размер зерна $M_d$ , $\mu m$	
1	2	3	4	5	
В. Континентально-лагунные отложения	Новохазинская » Узень		C <sub>I</sub> <sup>II</sup>	0,094	
			C <sub>I</sub> <sup>III</sup>	0,114	
			XIV	0,09	
			XV	0,083	
			XVI <sub>1</sub>	0,098	
			XVI <sub>2</sub>	0,135	
			XVII	0,118	
			XVIII	0,122	
			Среднее значение по типу В	—	0,107
			Среднее значение по группе III	—	0,117

Выявив тип неоднородности пластов на стадии поискового бурения и промышленной разведки, можно при их проведении учитывать опыт разведки залежей, аналогичных по геологическому строению уже изученным.

При проектировании разработки нефтяных месторождений прогнозирование возможного типа неоднородности продуктивных пластов позволяет объективнее учесть степень неоднородности и влияние ее на процесс разработки по данным разработки залежей, находящихся в завершающей стадии и характеризующихся сходным геологическим строением.

Вопросы группирования залежей по степени геологической неоднородности слагающих их пластов, безусловно, находятся на поисковой стадии. В этой связи предлагаемое группирование носит сугубо предварительный характер. Дальнейшее накопление фактического материала по другим месторождениям позволит более объективно оценить универсальность предлагаемых нами типов, а также внести соответствующие коррективы.

Коэффициент отсортированности $S_0$	Коэффициент расчлененности $K_p$	Коэффициент относительной песчаности $K_{п}$	Эффективная мощность, м		Проницаемость, мд		Пористость, %	
			$\bar{h}_{эф}$	$w_h$	$\bar{k}$	$w_k$	$\bar{m}$	$w_m$
6	7	8	9	10	11	12	13	14
1,48	3,70	0,46	4,5	37,5	607	166,0	21,3	14,4
1,26	2,10	0,81	7,2	49,6	2110	106,0	24,8	15,7
2,04	7,80	0,54	31,9	26,6	279	94,4	24,3	12,1
2,14	4,85	0,46	17,9	38,3	193	100,6	24,3	11,2
2,21	1,71	0,84	15,5	26,3	129	97,6	21,9	15,4
1,79	1,99	0,76	6,0	39,5	103	52,9	23,3	10,1
3,20	3,96	0,68	33,6	25,8	224	48,8	22,6	12,2
1,97	5,88	0,65	22,9	26,3	232	95,7	22,9	15,5
2,10	4,00	0,67	17,4	33,7	483	95,2	23,2	13,3
1,9	2,88	0,76	13,8	31,0	404	113,3	22,2	17,4

#### Изучение зависимости между параметрами и показателями неоднородности пластов

Различия в условиях осадконакопления обуславливают различия и в таких параметрах продуктивных пластов, как мощность, пористость, проницаемость, глинистость, карбонатность, нефтенасыщенность, расчлененность и др., которые отражают их неоднородность. Все названные параметры взаимосвязаны между собой, изменение одного из них неизбежно вызывает изменение ряда других.

В этой связи все большее внимание уделяется изучению зависимостей между отдельными параметрами пластов. Для этого пользуются корреляционным анализом [74], а в качестве меры тесноты связи — коэффициентом корреляции  $r$  и корреляционным отношением  $\eta$ .

При изучении зависимости между различными параметрами пластов необходимо четко определить цель

исследования. Изучать следует только такие зависимости, которые могут быть использованы при подсчете запасов углеводородов, проектировании, контроле и регулировании разработки месторождений. Например, при решении вопроса о нижнем пределе проницаемости изучают зависимость между проницаемостью и пористостью, между проницаемостью, пористостью и глинистостью, причем между ними отмечается довольно тесная корреляционная связь. Корреляционные отношения по данным работ [1, 3, 46] достигают величин от 0,6 до 0,92.

На рис. 31 приведены графики зависимости средних значений проницаемости от пористости (по данным анализов керн) для некоторых нефтяных месторождений Советского Союза. Для всех графиков характерно, что условные средние значения проницаемости в некотором интервале значений пористости не зависят от последней. Так, для коллекторов горизонта  $D_1$  Ромашкинского и Туймазинского месторождений, а также нижнекаменноугольных отложений Ново-Хазинской площади такая зависимость отсутствует в интервале значений пористости от 0 до 10—11%; для песчаников яснополянского надгоризонта нижнего карбона ряда месторождений Пермской области и пласта  $B_2$  Карлово-Сытовского месторождения этот интервал несколько увеличивается.

Проницаемость образцов с такой пористостью колеблется весьма незначительно и не превышает 10—15 *мд*. Для образцов с пористостью выше этих пределов отмечается отчетливое возрастание средних значений проницаемости с увеличением их пористости. Следовательно, это значение пористости соответствует вполне определенной границе коллекторов по его фильтрационной способности.

Эта особенность была выявлена рядом исследователей [61, 122], которые предложили породы с проницаемостью менее 1 *мд* относить к коллекторам, не имеющим промышленного значения<sup>1</sup>. Выделение этих, чисто условных, границ было обусловлено отсутствием специальных исследований, которые дали бы промысловую характеристику пород этой категории.

Теоретически нижнего предела проницаемости продуктивных коллекторов вообще-то не существует, так

<sup>1</sup> Этот предел соответствует границе между коллекторами и неколлекторами по классификации Г. И. Теодоровича [119].

как теоретически разновидности пород любой проницаемости потенциально продуктивны и могут отдавать нефть при определенных перепадах давления. Однако, во-первых, не всегда экономически целесообразно создавать чрезмерно высокие депрессии, а во-вторых, на практике

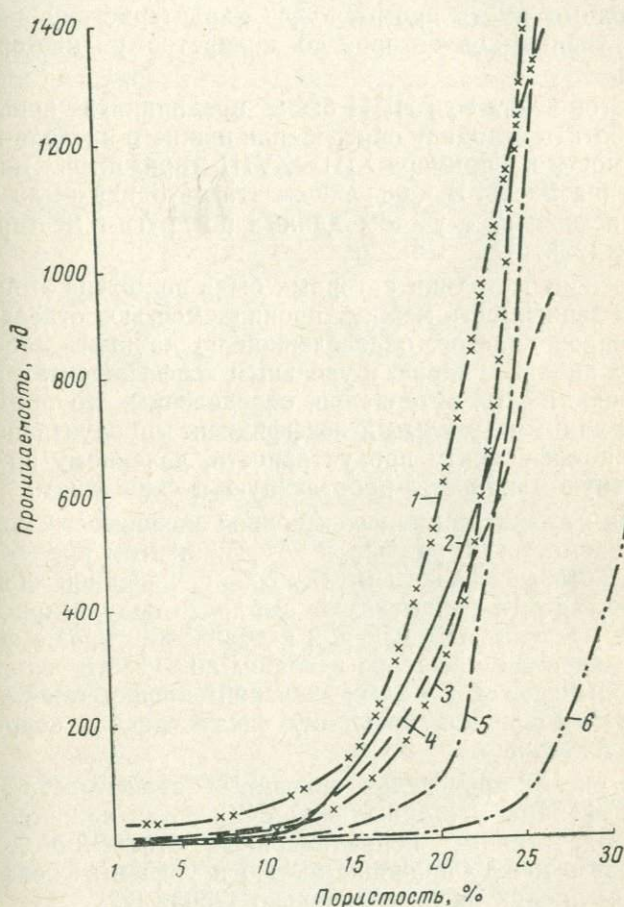


Рис. 31. Зависимость проницаемости от пористости продуктивных пластов нижнего карбона Новокахазинской площади:

1 — месторождения Пермской области (пласты  $B_1 + B_2 + B_3$ );  
 2 — Ромашкинское месторождение (горизонт  $D_1$ ); 3 — Новокахазинская площадь (терригенная толща нижнего карбона);  
 4 — Туймазинское месторождение (горизонт  $D_1$ ); 5 — Карлово-Сытовское месторождение; 6 — месторождение Озек-Суат (пласт IX)

даже при существующих перепадах давления в пласте в процессе разработки залежей часть коллекторов активно включается в работу, а часть слабопроницаемых нефтенасыщенных пород не работает. Таким образом, нижний предел проницаемости, с практической точки зрения, должен существовать, но для его обоснования необходимо иметь промысловую характеристику низкопродуктивных коллекторов по конкретному месторождению.

В этой связи во ВНИИ была предпринята попытка разработать методику определения нижнего предела проницаемости на примере XIII—XVIII горизонтов месторождения Узень. В дальнейшем эта методика была усовершенствована с учетом данных по другим месторождениям [22].

В основу методики авторами была положена эмпирическая зависимость между проницаемостью отдельных интервалов пластов, определенной по данным лабораторных анализов керна, и удельным коэффициентам продуктивности этих интервалов, определенных по промысловым данным (удельный коэффициент продуктивности равен коэффициенту продуктивности, деленному на эффективную мощность, работающую в скважине).

При нахождении корреляционной зависимости между проницаемостью и удельным коэффициентом продуктивности, которые связаны между собой линейной зависимостью, авторы рекомендуют выбирать полулогарифмический масштаб, так как при изображении проницаемости в линейном масштабе невозможно учесть влияние как больших, так и малых значений проницаемости, не прибегая к слишком большому числу граф в корреляционной таблице.

На рис. 32 приведены описанные зависимости для ряда нефтяных месторождений СССР. Как свидетельствуют подсчитанные корреляционные отношения 0,70—0,93, связь между проницаемостью и удельным коэффициентом продуктивности довольно тесная [22].

Использование данной методики для условий юрских продуктивных горизонтов месторождения Узень дало нижний предел проницаемости 10 мд, что соответствует и результатам исследований, проведенных в Институте геологии АН Казахской ССР [43]. Хорошая сопостави-

мость отмечается и для условий меловых отложений Восточного Ставрополя (нижний предел 2—3 мд).

Необходимо, однако, отметить, что при нахождении нижнего предела проницаемости по зависимости  $k = f(Q_{уд})$ , следует учитывать удельные коэффициенты продуктивности (или удельные дебиты) при той величине депрессии на пласт, при которой будет разрабатываться залежь, а также учитывать экономические условия разработки залежей, задаваясь минимальным

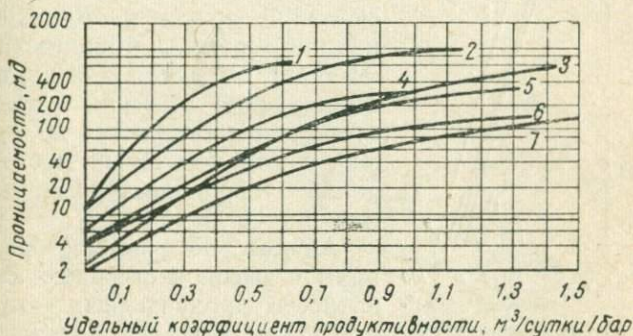


Рис. 32. Зависимость проницаемости от удельных коэффициентов продуктивности скважин:

1 — месторождение Узень (горизонты XIII—XVIII); 2 — Ромашкинское месторождение (горизонт Д<sub>I</sub>); 3 — месторождения Зимняя Ставка, Величаевское, Правобережное (пласт VIII<sub>2+3+4</sub>); 4 — месторождение Мухановское (пласты Д<sub>I</sub> и Д<sub>IV</sub>); 5 — месторождение Трехозерное (пласт II); 6 — месторождения Зимняя Ставка, Правобережное, Величаевское (пласт IX); 7 — месторождение Озек-Суат (пласт IX)

экономически рентабельным удельным коэффициентом продуктивности, исходя из конкретных условий разработки залежей нефти. Необходимо учитывать также вязкость пластовой нефти.

Существуют и другие способы определения нижнего предела проницаемости. Так, на основе зависимости между удельным коэффициентом продуктивности и относительной амплитудой ПС было вычислено, что нижний предел проницаемости для горизонта Б—VIII, нефтяных месторождений Мегионского вала близок к 17 мд [32].

Проведенные во ВНИИ [9] исследования, основанные на статистической обработке большого числа данных преимущественно по месторождениям Татарии и Башкирии, показали, что в качестве нижнего предела прони-

цаемости может быть взята проницаемость, составляющая 10—25% ее среднеарифметического значения.

Зная нижний предел проницаемости по выявленной зависимости  $k=f(m)$ , можно определить нижний предел

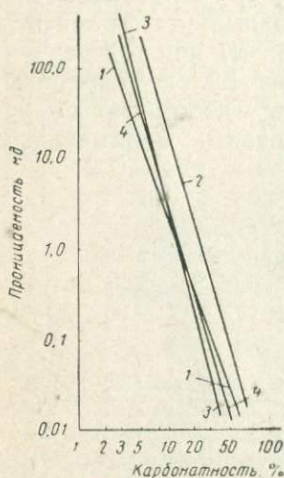


Рис. 33. Зависимость проницаемости от карбонатности по месторождениям Ставропольского края:

- 1 — месторождение Озек-Суат (пласт IX); 2 — Величаевское месторождение (пласт IX); 3 — месторождение Зимняя Ставка (пласт VIII); 4 — Колодезное месторождение (пласт VIII)

пористости. Так, работами ВНИИ [73, 106], б. ТатНИИ [1, 24, 126], б. УфНИИ [57, 104] было обосновано, что для продуктивных отложений Ромашкинского, Бавлинского, Туймазинского, Шкаповского и других месторождений нижний предел пористости составляет 11—13%. Для ряда месторождений Пермской области этот предел снижается до 7—9% [45], а для некоторых месторождений Ставропольского края увеличивается до 13—16%.

Анализ работ по месторождениям с высокой степенью карбонатности продуктивных отложений (типа VIII—IX пластов месторождений Восточного Ставрополя, XIII—XVIII горизонтов месторождения Узень и др.) показал, что при подсчете запасов нефти и проектировании разработки необходимо определять верхний предел карбонатности.

С этой целью рекомендуется изучать зависимость проницаемости от карбонатности. На рис. 33 приведен ряд таких зависимостей для месторождений Восточного Ставрополя, в результате изучения которых было определено, что верхний предел карбонатности соответствует 10—15%. Следует, однако, иметь в виду, что корреляционная связь между указанными параметрами обнаруживается не для всех интервалов изменения карбонатности. Например, для нижнемеловых отложений Восточного Ставрополя она существует для пород с карбонатностью выше 2,5%.

Установление рассмотренных пределов необходимо при подсчете запасов и проектировании разработки нефтяных месторождений.

Выше указывалось на соответствие участков повышенных значений эффективной мощности пластов и зон повышенных значений пористости и проницаемости, которое было установлено для большей части нефтяных месторождений Урало-Поволжья. Оказалось, что по некоторым из них обнаруживается не только соответствие, но и вполне определенная связь между мощностью пласта и его коллекторскими свойствами, в частности пористостью и проницаемостью. При этом, как свидетельствуют работы В. Л. Комарова [56, 57], связь между проницаемостью и мощностью более тесная, чем между пористостью и мощностью.

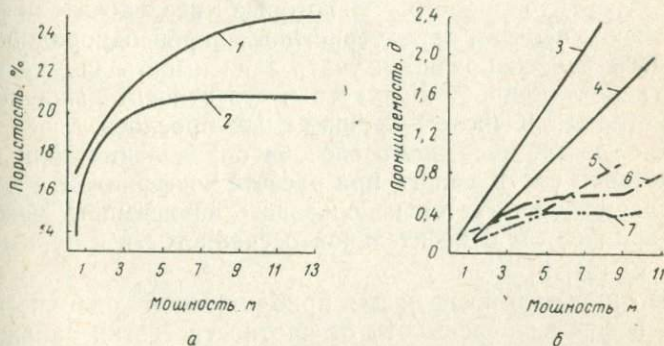


Рис. 34. Зависимость пористости (а) и проницаемости (б) пласта от мощности:

а — по данным В. Л. Комарова [56]: 1 — Арлано-Дюртюлинская зона (нижний карбон); 2 — Туймазинское месторождение (горизонты Д<sub>I</sub> и Д<sub>II</sub>); 3 — Новоказинская площадь (нижний карбон); 4 — Арланское месторождение (нижний карбон); 5 — Туймазинское месторождение (горизонт Д<sub>I</sub>); 6 — Бавлинское месторождение (горизонт Д<sub>I</sub>); 7 — Павловская площадь (горизонт Д<sub>I</sub>)

Обращает на себя внимание то обстоятельство, что для зависимости «пористость — мощность» существует диапазон мощностей, выше которого пористость изменяется совсем незначительно. Так, для девонских отложений Туймазинского месторождения этот диапазон начинается с 6 м (рис. 34), а для нижнекаменноугольных отложений месторождений Арлано-Дюртюлинской зоны точка асимптотического перегиба сдвигается в область 10—12 м. Для зависимости «проницаемость — мощность» в диапазоне изученных мощностей выхода кривой на асимптоту не обнаруживается. Установление зависимо-

стей  $m=f(h)$  и  $k=f(h)$  в некоторых случаях, если из пласта не отбирали керн или трудно произвести дифференциацию кривой ПС, можно использовать для приближенной оценки коллекторских свойств пласта. Однако следует учитывать, что лучшие результаты получаются для пластов мощностью более 4 м [56].

При изучении геологической неоднородности пластов многие авторы [26, 46, 57, 128] проводят исследования по установлению зависимостей между другими параметрами пласта. Так, для изучения особенностей седиментации осадков строят зависимость между общей и эффективной мощностями пласта, между пористостью (проницаемостью) и медианным диаметром зерен или коэффициентом отсортированности. Некоторые исследователи [26] полагают, что для характеристики макронеоднородности пластов целесообразно изучать зависимость между эффективной мощностью пласта и его относительной песчанистостью и числом проницаемых прослоев.

В качестве косвенного способа определения доли непрерывной части пласта при расчете коэффициента нефтеотдачи предлагается использовать зависимость между коэффициентом относительной песчанистости и параметром  $\bar{V}_H$  [21, 9].

В Гипровостокнефти для приближенной оценки потерь нефти в зависимости от плотности сетки скважин используют корреляционную связь между коэффициентом охвата залежи, сеткой скважин и коэффициентом относительной песчанистости.

Большое значение при разработке нефтяных месторождений имеет установление связи между нефтеотдачей пластов и их коллекторскими свойствами. Такую зависимость изучают с помощью вытеснения модели нефти из образцов керна того или иного месторождения. Результаты подобных исследований, проведенных в б. ТатНИИ и б. УфНИИ [7, 126], приведены на рис. 35, из рассмотрения которых видно, что нефтеотдача образцов довольно быстро возрастает в интервале изменения пористости от 8 до 16% (с 25 до 65%), а затем кривая выполаживается. Темп роста нефтеотдачи при изменении пористости от 16 до 24% почти в 8 раз меньше (с 65 до 70%), чем в интервале изменения пористости от 8 до 16%.

На графике зависимости нефтеотдачи от проницаемости резкое возрастание нефтеотдачи (с 30 до 65%) про-

слеживается при изменении проницаемости от 0,03 до 150—170 мд. В интервале изменения проницаемости от 170 до 1400 мд нефтеотдача возрастает лишь с 65 до 75%.

Изучение этих двух зависимостей показывает, что для коллекторов горизонта Д<sub>I</sub> Ромашкинского и Туйма-

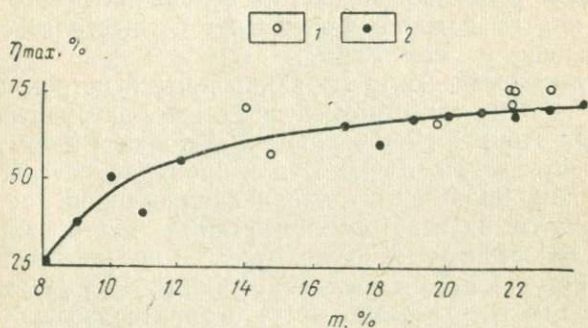
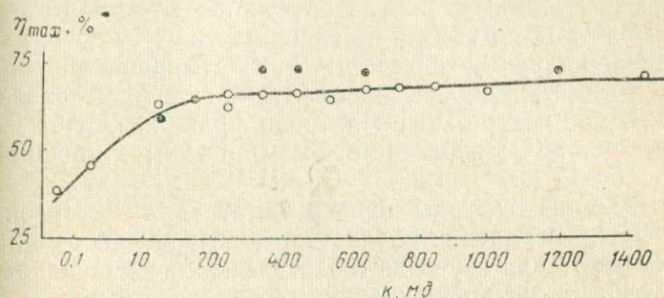


Рис. 35. Зависимость максимальной нефтеотдачи  $\eta_{\max}$  образцов пород от пористости  $m$  и проницаемости  $k$  [7] для месторождений:

1 — Татарии; 2 — Башкирии

зинского месторождений характер их изменяется примерно при пористости 16% и проницаемости 160 мд. Аналогичные выводы сделаны для условий горизонтов Д<sub>I</sub> и Д<sub>IV</sub> Шкаповского месторождения [48].

Таким образом, по результатам анализа зависимостей между основными параметрами пластов можно наметить границу между коллекторами различной продуктивности. Высшую группу составляют песчаники, содержание зерен размером более 0,1 мм в которых превышает 50%, характеризующиеся пористостью более 16% и проницае-

мостью свыше 160 мд. Нефтеотдача таких пород превышает 65% [7, 126].

Алевриты составляют среднюю группу. По гранулометрической характеристике они представляют собой породы, содержание зерен размером от 0,1 до 0,01 мм в которых превышает 50%. Пористость алевритов колеблется от 11 до 16%, а проницаемость от 10 до 160 мд.

Низшую группу составляют так называемые породы-неколлекторы, или, как их именуют, глинистые алевриты. В них содержание пелитовой фракции ( $< 0,01$  мм) превышает 50%; пористость не выше 11%, а проницаемость 10—15 мд.

Выделенные группы пород служат для построения карт распространения коллекторов, которые необходимо всегда иметь при изучении геологической неоднородности пластов и проектировании разработки залежей.

Однако возникает вопрос, на основании какого параметра пласта должно практически осуществляться это разделение?

По литологическому (фракционному и петрографическому) составу такое разделение весьма затруднено, так как керн отбирают из единичных скважин и к тому же в малом объеме. По пористости и проницаемости в принципе можно произвести градацию коллекторов, как, кстати, делается на некоторых нефтяных месторождениях [45, 46, 61] и как это производилось до последнего времени на Ромашкинском месторождении [1, 126]. Но эти параметры не всегда могут охарактеризовать фильтрационную способность коллекторов, ибо можно привести многочисленные примеры из отечественной и зарубежной практики, когда из алевритов получают высокодебитные и устойчивые фонтаны нефти. Кроме того, при таком разделении не учитывается очень важный показатель — вязкость насыщающей пласт жидкости.

Анализ работ по различным нефтяным районам СССР [68, 128] показал, что наилучшим параметром, характеризующим добычные возможности пласта и физические свойства вытесняющей жидкости, по которому целесообразно разделять коллекторы на отдельные группы, является гидропроводность  $kh/\mu$ .

Параметр гидропроводности определяют следующим образом. Проницаемость устанавливают по промысловым исследованиям скважин или по одному из геофизи-

ческих методов, при этом полученные результаты необходимо тщательно корректировать путем привлечения других способов и методов оценки. В частности, можно широко использовать указанные выше зависимости проницаемости — пористости от мощности пласта, а также данные по радиометрии [56].

Мощность пласта определяют по данным промышленной геофизики, обеспечивающим высокую степень точности определения этого параметра. За величину вязкости пластовой нефти берут среднюю для каждой площади, определенную в лабораторных условиях на основании исследований глубинных проб нефти.

В качестве примера на рис. 36 приведена карта гидропроводности коллекторов, заимствованная из работ б. ТатНИИ, при этом к алевролитам были отнесены коллекторы, имеющие  $kh/\mu = 1-25 \delta \cdot \text{см/снз}$ , а к песчаникам —  $kh/\mu > 25 \delta \cdot \text{см/снз}$ .

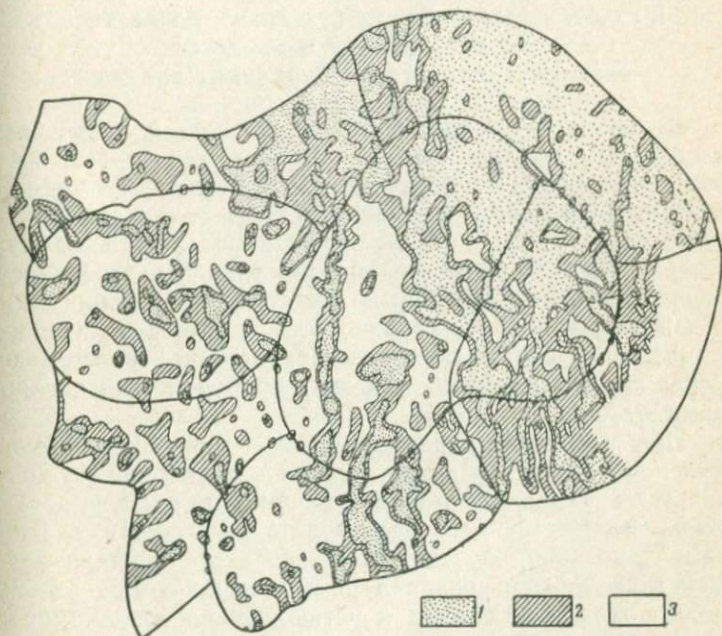


Рис. 36. Карта гидропроводности коллекторов пласта Д<sub>1</sub>-а Ромашкинского месторождения:

1 —  $kh/\mu > 25 \cdot \delta \cdot \text{см/снз}$ ; 2 —  $kh/\mu < 25 \cdot \delta \cdot \text{см/снз}$ ; 3 — зоны отсутствия коллекторов

По данным работы [126] отмечаются некоторые отклонения. Если мощность алевролитов достигает 3—5 м и более, то параметр гидропроводности превышает указанные значения. Если мощность песчаников оказывается менее 2 м, то параметр  $kh/\mu$  может быть меньше 25 д·см/спз.

Таким образом, зависимости между различными параметрами продуктивных пластов следует изучать не только с целью определения одного параметра по известной величине другого. С помощью этих зависимостей можно выявить пределы проницаемости, пористости, карбонатности, а также разделить коллекторы на отдельные группы, что является одной из основных задач промышленной геологии и имеет большое значение при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений.

### **Изменение представлений о строении пластов и степени изменчивости отдельных показателей неоднородности в процессе эксплуатационного разбуривания залежей**

Детальное изучение нефтяных залежей, приуроченных к песчаным коллекторам, показывает, что первые представления об их геологическом строении существенно меняются по мере разбуренности. Для ряда месторождений, даже когда они разбурены эксплуатационными скважинами, нельзя уверенно интерпретировать особенности распространения отдельных пластов, слагающих продуктивный горизонт. Связано это с тем, что литолого-фациальный состав пород изменяется на расстояниях меньших, чем расстояния между пробуренными скважинами [73, 107].

При выявлении характера распространения нефтеносных пластов на таких месторождениях несомненно допускается определенный субъективизм. При этом не исключено, что различными исследователями общая картина изменчивости продуктивного разреза по площади залежей может быть показана по-разному. Отсюда разным может оказаться подход к установлению закономерностей в пространственном распространении пластов, что имеет существенное значение как при бурении разведочных скважин, так и при проектировании системы разработки залежей.

Например, на Шкаповском месторождении на дату второго подсчета запасов нефти (1954 г., было пробурено 79 скважин) горизонт  $D_{IV}$  представлялся более или менее однородным, за исключением отдельных скважин (рис. 37). На стадии разработки залежи (1962 г., было пробурено 650 скважин) в разрезе этого горизонта выявляется большое число непроницаемых прослоев, вплоть до установления отдельных участков, на которых верхняя, наиболее продуктивная, пачка замещена глинами (скв. 274, 823). Характер строения горизонта  $D_{IV}$  меняется значительно.

Интересно, что несмотря на заметное влияние числа пробуренных скважин на характер и степень неоднородности пластов, объем коллекторов, а значит и запасы нефти, существенно не изменяются.

Учитывая это, а также и то обстоятельство, что на каждой стадии разбуривания и разработки залежи определяют средние величины параметров залежей (эффективной мощности, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и др.), используемые при подсчете запасов и проектировании разработки, необходимо знать, сколько нужно скважин, по которым можно было бы получить более или менее твердые представления о характере залегания коллекторов и надежные средние величины интересующих нас параметров продуктивных пластов?

Постановка такого вопроса не нова, и он довольно актуален, но в то же время дискуссионен, поскольку его решение зависит не только от успехов исследователей, занимающихся применением математических методов в геологии, но и от технической стороны дела (невозможность бурения разведочных скважин на участках залежи, где этого требуют условия подобных исследований; невозможность 100%-ного выноса керна и т. д.). Решению этого вопроса посвящен ряд работ [59, 73, 82, 107]. Ниже мы остановимся лишь на некоторых из них.

Н. К. Грязнов [23], занимающийся долгое время разработкой методики разведки залежей нефти платформенных областей, считает, что существенные качественные и количественные изменения в строении продуктивных пластов выявляются при расстоянии между скважинами 1,5—3 км. Отсюда он рекомендует, чтобы расстояние между разведочными скважинами не превышали 2 км.

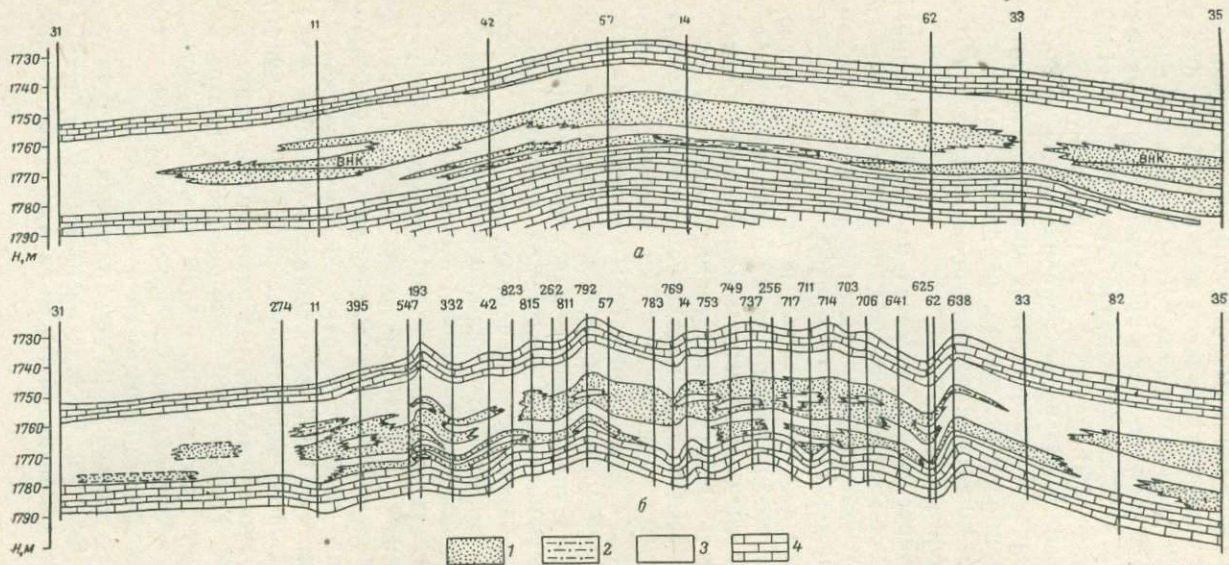


Рис. 37. Изменение представлений о строении горизонта Д<sub>1V</sub> Шкаповского месторождения в процессе разбуривания:  
 а — по состоянию на 1/1 1954 г.; б — по состоянию на 1/1 1962 г.; 1 — песчаники; 2 — элевролиты; 3 — глины; 4 — известняки

Изучая неоднородность и распределение основных параметров горизонта  $D_1$  Бавлинского месторождения и Павловской площади Ромашкинского месторождения, Е. И. Семин [107] пришел к выводу, что коэффициенты относительной песчаности и расчлененности можно определить практически при бурении первых 15—20 скважин. Приблизительно при таком же числе скважин можно выявить характер распределения нефтенасыщенности пород. Для установления характера распределения эффективной мощности и проницаемости требуется несколько больше исходных данных (порядка 35 — 40 скважин).

Следует, однако, заметить, что горизонт  $D_1$  этих двух месторождений характеризуется сравнительно невысокой степенью неоднородности (особенно это касается Бавлинского месторождения). Очевидно, для определения средних величин параметров пластов, характеризующихся значительной изменчивостью литолого-фациального состава слагающих их пород по площади и разрезу, требуется несколько больший объем информации.

При изучении влияния числа наблюдений (скважин) на изменение показателей неоднородности пластов большинство исследователей [73, 107] задавались определенным числом скважин, привязывая его к хронологическим датам или же произвольно выбирая интервалы между каждым числом скважин, по которому изучались параметры.

На наш взгляд, такой метод изучения не является лучшим, ибо он, неудобен при сравнительном анализе полученных данных по ряду залежей, так как залежи могут оказаться различного размера и тогда число скважин не будет отражать истинной картины изученности залежи. В этом случае целесообразнее использовать такой показатель, как плотность сетки скважин (*га/скв*).

Анализ полученных данных по некоторым месторождениям Урало-Поволжья и Восточного Ставрополя подтвердил выявленную ранее [9, 107] особенность, что коэффициенты относительной песчаности и расчлененности могут быть определены с вполне достаточной точностью на первой стадии разведки залежей, когда плотность сетки скважин бывает более 40—60 *га/скв*. Естественно, что для пластов, характеризующихся невысокой расчлененностью и значительной песчаностью,

показатели неоднородности можно определить при меньшем числе скважин.

По данным исследований, проведенным во ВНИИ [9], стабилизация доли объема непрерывной части пласта наступает примерно при таком числе исходных данных, которое необходимо для определения коэффициента относительной песчаности.

Учитывая изложенное выше и данный вывод, можно предположить, что при аналогичной плотности сетки скважин можно получить предварительные представления о прерывистости пластов, характеризующихся повсеместным распространением.

Следует, однако, отметить, что все приведенные положения касаются изменения средних значений параметров, характеризующих степень неоднородности пластов, т. е. они показывают, на какой стадии изученности залежи можно проводить сравнительную оценку неоднородности пластов, а также закладывать эти средние значения в расчеты при проектировании и анализе разработки.

В то же время выше было показано, что на процесс выработки запасов влияют не только усредненные количественные показатели неоднородности пластов, но и характер проявления геологической неоднородности. Наряду с этим отмечалось, что наши представления о характере распространения коллекторов существенно меняются. Причем, если на первой стадии изученности залежи удастся выявить основные закономерности, то на последующих геологическое строение уточняется без принципиальных изменений.

Примером сказанного может служить изучение верхней пачки продуктивной толщи нижнего карбона Ново-хазинского месторождения, проведенное во ВНИИ [111]. Выявленное на первой стадии по малому числу скважин полосообразное развитие продуктивного пласта  $I_3$ , затем подтвердилось при дальнейшем разбуривании залежи. Таким образом, становится очевидным важность прогнозирования типа геологической неоднородности пластов уже на первой стадии изученности залежи.

## ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Геолого-промысловое изучение залежей нефти, приуроченных к неоднородным по своему строению пластам, показывает неравномерную выработку запасов как по площади, так и по разрезу продуктивного пласта. Накопленный по находящимся на достаточно продолжительной стадии разработки залежам материал о характере и степени выработки запасов нефти позволяет выявить определенные особенности и закономерности этого процесса. Следует отметить, что так как в настоящее время практически все основные нефтяные месторождения разрабатываются в условиях эффективного водонапорного режима (естественного и искусственного, за счет законтурного или внутриконтурного заводнения), то изучение процесса выработки запасов нефти неразрывно связано с исследованием особенностей продвижения контурной или закачиваемой в контур воды, а следовательно, с изучением процесса обводнения залежей.

Так как внедряясь в объем залежи, вода имеет преобладающее опережающее продвижение (в зависимости от конкретных особенностей геологического строения залежи) или по отдельным участкам разреза, или же в целом по пласту, но неравномерно по площади залежи, то ниже рассмотрены некоторые особенности выработки запасов:

- а) из неоднородных по разрезу пластов;
- б) по площади залежи, имея в виду неравномерное площадное распределение коллекторских свойств.

Ниже также рассмотрены, причем весьма схематично, основные существующие методы учета неоднородности

пластов при проектировании разработки нефтяных залежей. В связи с тем что учет неоднородности при гидродинамических расчетах является самостоятельным направлением в изучении геологической неоднородности, в настоящей работе показан только принципиальный подход к решению этого вопроса и даны ссылки на соответствующие опубликованные работы.

### Особенности выработки запасов из неоднородных по разрезу пластов

Неоднородность пластов по разрезу, как показали многочисленные данные по ряду месторождений [44, 112, 114, 118, 130], приводит к неравномерному продвижению воды с опережающим прорывом ее по более проницаемым участкам разреза. Так, по скв. 100 Зольненского месторождения, где по данным промыслово-геофизических исследований (рис. 38), проведенных с интервалом в 35 дней, в процессе эксплуатации скважины обводнилась средняя часть пласта Б<sub>2</sub>, характеризующаяся лучшими коллекторскими свойствами, в то время как нижняя и верхняя части разреза остались явно нефтенасыщенными.

Данные капитального ремонта в скв. 340 и 341 Шкаповского месторождения (горизонт D<sub>IV</sub>), проведенного с целью изоляции пластовых вод, появившихся в процессе эксплуатации, показывают на опережающее обводнение опять-таки средней части горизонта, так как при изоляции нижней, средней и перфорации верхней частей скважины перестали вообще давать нефть, перейдя на чистую воду, что подтвердилось данными по рядом расположенной скв. 339, где вода прошла по средней части горизонта. Можно привести еще ряд примеров как по рассмотренным месторождениям (рис. 39), так и по другим месторождениям платформенного типа — Туймазинскому, Ромашкинскому [92, 117].

В связи с наблюдающимся послойным обводнением залежей в последнее время значительно увеличился объем исследовательских работ по контролю за обводнением пластов и залежей, причем особое место здесь занимают промыслово-геофизические методы и прежде всего радиометрия скважин [117].

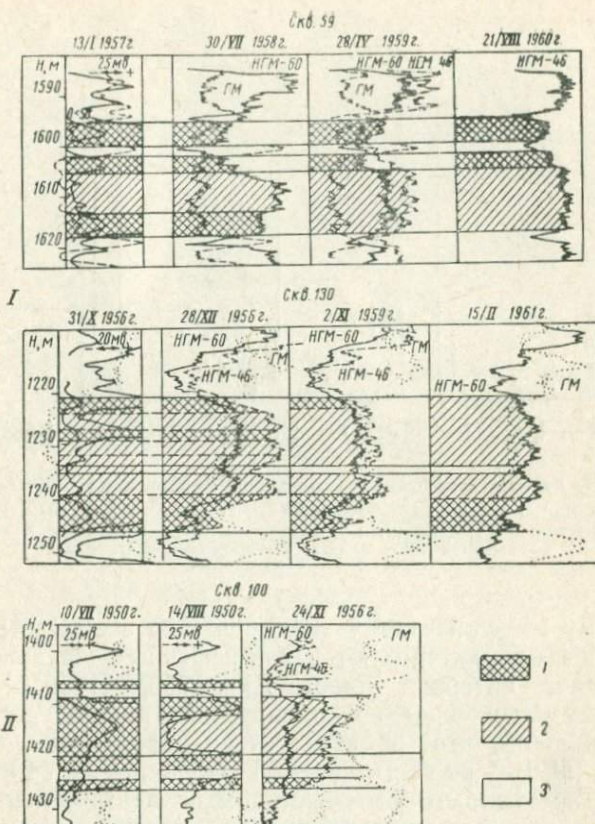


Рис. 38. Примеры опережающего послонного обводнения пласта  $B_2$  месторождений [118]:

I — Покровского; II — Зольненского [118]. 1 — нефтеносный песчаник; 2 — водоносный песчаник; 3 — глинистые прослои

Внедрение различных методов контроля с комплексной интерпретацией их данных позволяет выявить характер и степень выработки запасов, что особенно важно при искусственном заводнении, широко применяющемся в практике разработки нефтяных месторождений.

Так, с помощью методов РК были выявлены особенности движения закачиваемой воды и различная интенсивность выработки пластов во времени по скв. 3405 Абдрахмановской площади (рис. 40), расположенной на расстоянии 750 м от нагнетательных скв. 1088 и 1089. По

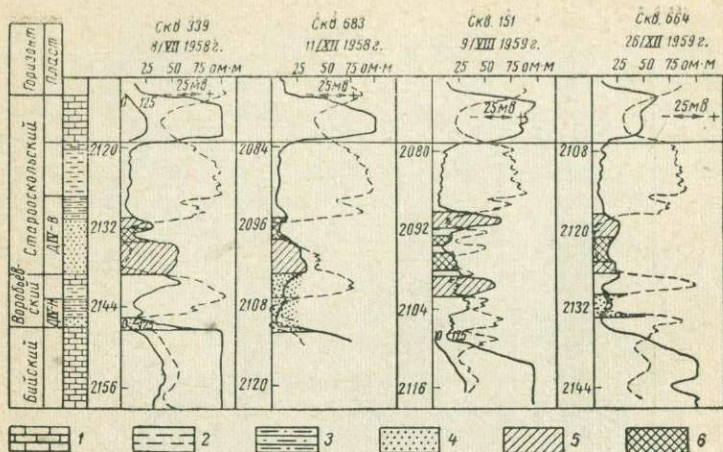


Рис. 39. Примеры опережающего обводнения горизонта Д<sub>IV</sub> Шаповского месторождения.

1 — известняки; 2 — аргиллиты; 3 — алевролиты; 4 — песчаники; 5 — нефтенасыщенная часть пласта; 6 — промытая часть пласта

боковому электрическому зондированию все пласты горизонта Д<sub>I</sub> характеризуются как нефтяные. Исключение составляет интервал пласта Д<sub>I-В</sub> 1756,4—1759,2 м, по которому зафиксировано сравнительно низкое удельное сопротивление, что объясняется началом заводнения пласта [117]. В рассматриваемой скважине с 1959 по 1963 г. нейтронным гамма-методом и нейтрон-нейтронным методом было выполнено 18 замеров, данные которых позволили установить, что в первую очередь начала обводняться средняя часть пласта Д<sub>I-В</sub> и примерно за полтора года он обводнился полностью. Так, в мае 1960 г. было отмечено появление пресной воды в лучшей части пласта (совпадение конфигурации кривых НГМ и ННМ), а в ноябре 1960 г. начал обводняться соленой водой пласт Д<sub>I-Б</sub> 1+2, оказывающийся полностью промытым уже в сентябре 1961 г., причем обводнение пресной водой началось также по средней части этого пласта. И, наконец, в начале 1962 г. было зафиксировано обводнение пласта Д<sub>I-ГД</sub> с подошвенной части.

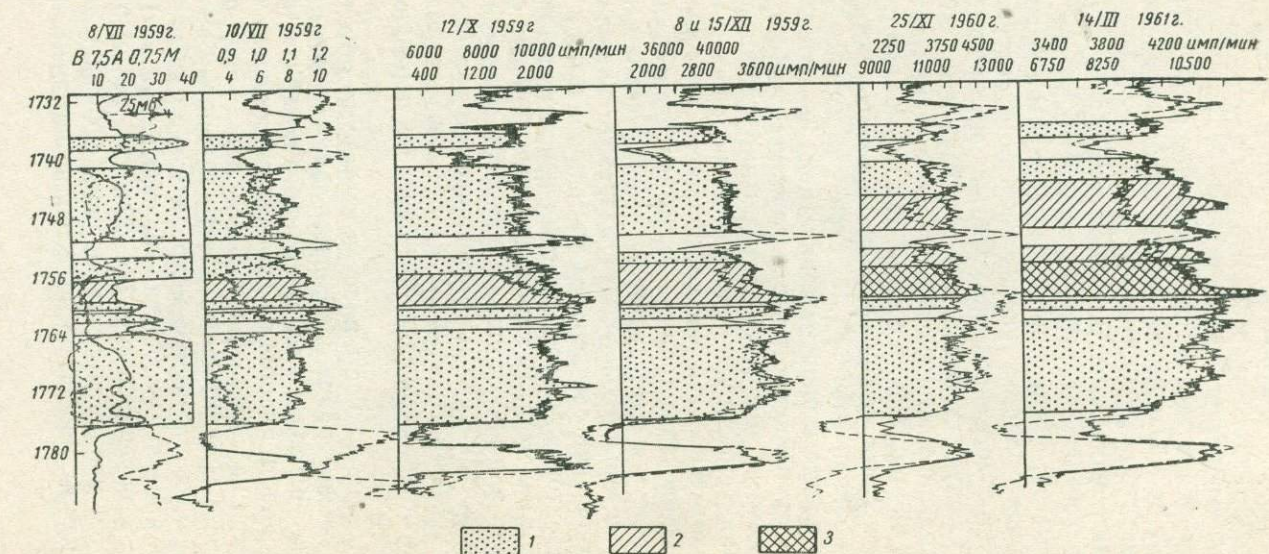
Результаты исследований по скв. 3405 и другие многочисленные примеры свидетельствуют о том, что в процессе разработки залежей вода внедряется по отдельным

прослоям, приуроченным к самым различным частям продуктивного разреза. В одном случае вода прошла по всей мощности пласта, в другом — по средней и даже по верхней частям продуктивного пласта. При этом совсем не обязательно, чтобы обводняющиеся интервалы пласта были отделены от других частей разреза глинистыми прослоями. Вода может прорываться вначале по прослою незначительной мощности, но высокой проницаемости, затем в процессе разработки мощность обводненных пластов увеличивается и наступает момент, когда обводненной оказывается вся мощность пласта.

Следует отметить, что при изучении опережающего обводнения не имеют большого значения данные о средней проницаемости пласта, так как в этом случае важно знать соотношение величин проницаемости отдельных интервалов пласта, т. е. характер неоднородного строения пласта в разрезе конкретной скважины. Например, если проницаемость верхнего или среднего прослоя выше остальных, о прорыв воды по ним ожидается, если же проницаемости их приблизительно однозначны, то вода проходит по всей мощности пласта (см. рис. 39).

Приведенные примеры избирательного продвижения жидкости свидетельствуют прежде всего о необходимости детального изучения разрезов скважин — особенно в отношении расчленения их на пропластки с различными коллекторскими свойствами и прослеживания их по площади залежей. В этой связи заслуживают особого внимания упомянутые выше кернограммы проницаемости, а также диаграммы микрозондов и малых зондов БКЗ (М 0,2 А 0,1 В; М 0,4 А 0,1 В), позволяющие судить о наличии и распределении прослоев с различной проницаемостью.

Неоднородность пластов по разрезу обуславливает не только послойное обводнение залежей, но и значительно влияет на подъем водо-нефтяного контакта, причем неоднородность пластов по проницаемости существенно отражается на перемещении ВНК даже при отсутствии в разрезе продуктивного пласта глинистых прослоев, фиксируемых с помощью микрозондов и малых зондов БКЗ. Так, кровельные части горизонта  $D_{IV}$  на Шкаповском месторождении в скв. 771, 723, 235, 246, 249 характеризуются проницаемостью порядка 200—300 *мд*, в то время как их подошвенные части, по которым прошла вода,



8-1659

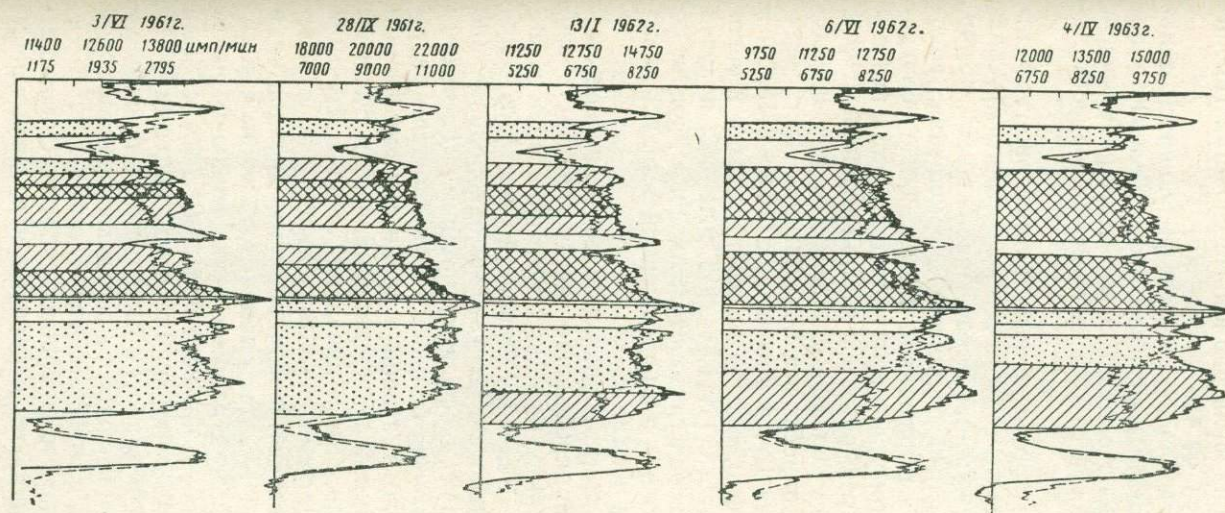


Рис. 40. Пример обводненности горизонта Д<sub>1</sub> по скв. 3405 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения [117]:  
1 — нефтеносная часть; 2 — промытая часть; 3 — пресная вода

имеют более высокие фильтрационные свойства (проницаемость колеблется от 450 до 900 *мд*).

В то же время в пластах, характеризующихся меньшей степенью неоднородности, чем рассмотренные пласты, подъем ВНК происходит более или менее равномерно, хотя сама поверхность ВНК и не является горизонтальной (рис. 41).

Как показали многочисленные промыслово-геофизические данные и анализ геолого-геофизического материала по ряду месторождений Урало-Поволжья [44, 46, 48, 55, 118], неравномерный характер перемещения водонефтяного контакта и послойное опережающее обводнение способствуют тому, что в интервалах пласта выше и ниже обводнившегося остается невыработанная нефть.

Так, например, в скв. 759 Шкаповского месторождения сначала была опробована подошвенная часть верхней пачки горизонта  $D_{IV}$  в интервале 2116,8—2118,6 *м* и получен фонтан нефти, а после забойной заливки и опробования верхней части (2111,6—2115,2 *м*) был получен приток пластовой воды, следовательно, вода прошла по кровельной части пачки, а в подошвенной остались невыработанные целики нефти.

Подобный характер продвижения воды с опережающей выработкой прикровельной части пласта также наблюдается и по ряду нефтяных месторождений Ставропольского края. Залежь IX пласта месторождения Озек-Суат приурочена к достаточно однородному (по данным промысловой геофизики) мощному песчаному пласту, разделенному на большей части площади месторождения (это было выявлено в процессе эксплуатационного разбуривания залежи) непроницаемым мощным прослоем. Учитывая, что в начальной стадии изучения залежи предполагалось весьма локальное распространение упомянутого выше непроницаемого пропластка, в проекте разработки IX пласт намечалось вскрыть в самой верхней части, а отработка нижележащей части залежи (в том числе и нижнего прослоя) должна была быть обеспечена за счет равномерного подъема ВНК. Однако в процессе разработки было установлено опережающее продвижение воды по верхнему пропластку, в результате чего обводненность достигла 45%.

Данные ремонтно-изоляционных работ по скважинам наглядно подтверждают неравномерное, преимущест-

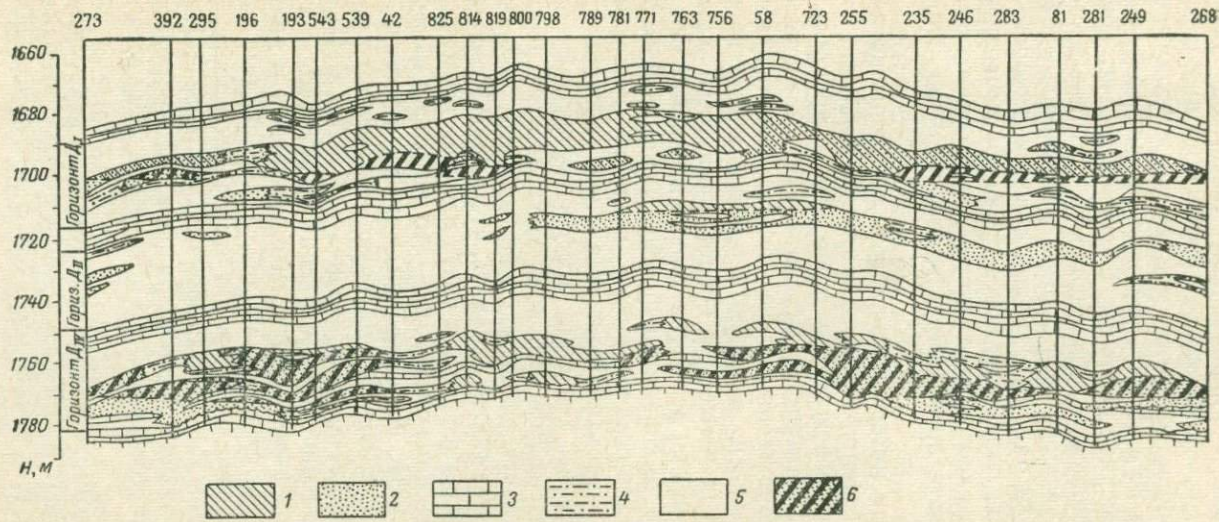


Рис. 41. Характер подъема ВНК в течение разработки горизонта Д<sub>I</sub> и Д<sub>IV</sub> Шкаповского месторождения:  
 1 — нефтеносный песчаник; 2 — водоносный песчаник; 3 — известняк; 4 — алевролит; 5 — глина;  
 6 — промытая часть

венно по верхней прикровленной части, обводнение IX пласта. Так, в скв. 92 после приобщения нижележащих интервалов обводненность добываемой жидкости снизилась с 60 до 20%, дебит увеличился на 15% и резко возросло буферное давление. В скв. 41 за счет дострела нижнего пропластка обводненность снизилась с 77 до 35%, дебит увеличился в 3 раза, а буферное давление выросло на 30 бар. Эти данные о неравномерной выработке запасов подтверждаются и различными значениями текущего пластового давления, замеренного по скважинам, эксплуатирующим отдельно верхние и нижние пропластки.

Еще более интересные данные получены по залежи IX пласта месторождения Зимняя Ставка, где также наблюдается опережающее обводнение прикровельной части пласта. Интересно отметить, что в отличие от IX пласта месторождения Озек-Суат на рассматриваемом месторождении в разрезе IX пласта не установлено достаточно выдержанного непроницаемого пропластка. В то же время при вскрытии только верхней части пласта уже около 15 скважин переведены на вышележащие пласты вследствие практически полного обводнения, а оставшиеся в эксплуатации скважины работают с 70—90% обводнения. Текущий коэффициент нефтеотдачи составляет всего 26%, что явно указывает на неполную выработку пласта за счет опережающего обводнения. К этому следует также добавить, что несколько скважин, в которых вскрыта средняя часть пласта, работает с обводненностью, близкой к 50% — это указывает на медленный подъем ВНК (при условии, что 75% площади залежи подстилается водой). Детальное изучение изменения величин проницаемости по разрезу IX пласта [41] показало неравномерное распределение ее значений с увеличением к кровельной части, что, очевидно, и является решающим обстоятельством, обуславливающим опережающее продвижение воды по этой части пласта.

По месторождениям Самарской Луки [128, 130] вскрытие только верхних частей разреза неоднородных по мощности пластов привело к потере 10—20% всех запасов залежи.

\* Пласты, содержащие целики нефти, в некоторых случаях составляют по разрезу единое целое с заводненной зоной пласта (см. рис. 38, скв. 130; рис. 39, скв. 339, 683,

680, 664), в других — представлены прослоями песчаника, изолированными от заводненной зоны выраженными на диаграммах электро- и радиокаротажа глинистыми пропластками (см. рис. 38, скв. 100; рис. 39, скв. 151).

По площади целики нефти представляют собой обычно обособленные линзы различных размеров, примером такой линзы может служить невыработанная зона нефтенасыщенного песчаника, установленная в подошве пласта Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения по данным бурения скв. 130, 131, 132, 133, 136, 138 (рис. 42). Перечисленные скважины были пробурены в 1956 г., или через 4 года после того, как участок, где расположены эти скважины, считался полностью заводненным, причем нефтенасыщаемая мощность в скв. 138 составляла 7 м, в скв. 130 — 6 м, в скв. 136 — 5 м, в скв. 131 — 4,5 м, в скв. 132 и 133 — 3 м [55].

В условиях многопластовых залежей вследствие неидентичности коллекторских свойств пластов, расположенных в различных частях эксплуатационного объекта, применяющейся практики вскрытия в эксплуатационных скважинах преимущественно верхней части продуктивных пластов и неравномерного отбора нефти из этих пластов выработка запасов по верхним пластам опережает выработку с нижележащих пластов.

В качестве примера опережающей выработки могут служить средняя пачка горизонта Д<sub>I</sub> и верхняя пачка горизонта Д<sub>IУ</sub> Шкаповского месторождения, проницаемость которых значительно выше, чем отложений нижних пачек [48, 114], в результате чего в последних остается невыработанной часть запасов, в то время как по вышележащим пластам отмечается продвижение контуров нефтеносности.

О значительной неравномерности выработки запасов нефти по отдельным пластам свидетельствуют данные [11] разработки горизонта Д<sub>I</sub> Ромашкинского месторождения. Наиболее интенсивно вырабатывается пласт Д<sub>I-в</sub> на Альметьевской, Миннибаевской и пласт Д<sub>I-а</sub> на Павловской и Восточно-Сулеевской площадях, наименьшая выработка наблюдается по пласту Д<sub>I-а</sub> Миннибаевской, Зай-Каратайской и по пласту Д<sub>I-б 1+2</sub> Альметьевской площадей. Необходимо подчеркнуть, что отставание выработки запасов нижних пластов Д<sub>I-г</sub> и Д<sub>I-д</sub>, имеющих

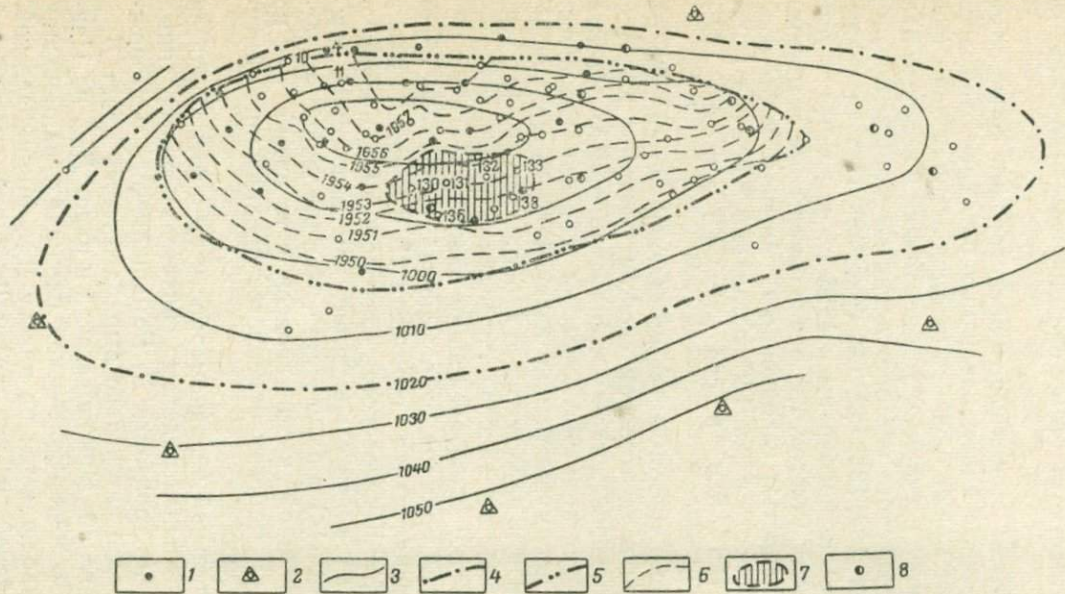


Рис. 42. Структурный план и карта заводнения пласта Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения по состоянию на 1/1 1958 г. [118]:  
 1 — скважины, вступившие в эксплуатацию безводными; 2 — скважины нагнетательные; 3 — изогипсы по кровле пласта Б<sub>2</sub>; 4 — начальный внешний контур нефтеносности; 5 — начальный внутренний контур нефтеносности; 6 — текущий контур заводнения; 7 — положение подошвенной линзы нефтенасыщенного песчаника; 8 — скважины, вступившие в эксплуатацию с водой

в целом высокие коллекторские свойства, обусловлено искусственным ограничением отбора обводненной жидкости.

### **Влияние изменчивости коллекторских свойств по площади на выработку запасов нефти**

Наряду с опережающим прорывом воды по наиболее проницаемым пропласткам в разрезе продуктивных горизонтов, наблюдается также неравномерная выработка запасов нефти по площади залежи за счет изменения коллекторских свойств по площади, иногда до полного замещения пластов-коллекторов на отдельных участках (так называемая «зональная неоднородность»).

Как известно, продвижение контурных вод по площади залежи контролируют путем построения карт обводнения, которые позволяют определить общий характер обводнения залежи по площади, оценить степень влияния неоднородности на полноту охвата залежи заводнением по простирацию, установить соотношение скоростей продвижения фронта обводнения на различных участках залежи с целью последующего регулирования процесса разработки. Примером может служить карта обводнения нефтяной залежи пласта Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения Куйбышевской области (см. рис. 42), анализ которой показывает относительно равномерное продвижение фронта обводнения в процессе разработки, что обусловлено достаточно хорошей гидродинамической связью всех участков объема залежи. Однако уменьшение мощности пласта к северу вплоть до полного выклинивания его привело к заметному интенсивному продвижению контурных вод со стороны южного крыла, в то время как с северного крыла практически нет такого активного движения вод, в результате чего здесь обводнились лишь скважины первого внешнего ряда [55].

Например, в скв. 4 и 10 первого северного ряда вода появилась в 1947 г., а скв. 11, расположенная на расстоянии 80 м выше по восстанию к югу от указанных выше скважин, в течение 12 лет работала без воды и обводнилась за счет движения контурных вод с юго-запада.

Аналогичным примером может служить залежь пласта II<sub>1+2</sub> Гнединцевского месторождения Украинской ССР,

где достаточно однородный по объему продуктивный пласт выклинивается в направлении к западу вплоть до полного исчезновения, за счет чего основное равномерное движение контурных вод наблюдается с востока залежи, а с юга и севера это движение замедленно.

Выше говорилось об опережающем обводнении нефтяной залежи месторождения Озек-Суат по верхнему пропластку. Учитывая, что этот пропласток достаточно однороден по мощности, интересно проанализировать ход обводнения скважин, эксплуатирующих данный пропласток, сопоставив эти данные с особенностями строения продуктивного пласта. Анализ результатов обводнения скважин указывает на неравномерное продвижение контурных вод, причем участки опережающего обводнения достаточно четко приурочены к зонам повышенных эффективных мощностей свыше 16 м (см. рис. 5), а следовательно, к зонам улучшенных коллекторских свойств. Такие участки выделяются в районе скв. 82, 47, 118, 21, 60, 123, 122, 121 (причем последняя расположена достаточно высоко на структуре, но в зоне повышенных мощностей), а также в районе скв. 57 и 93.

Примером неравномерного продвижения контурных вод в условиях законтурного заводнения является выработка запасов из залежи нефти верхней пачки горизонта  $D_{IV}$  Шкаповского месторождения, для которой характерна неодинаковая степень неоднородности по площадям. Анализ данных обводнения нефтяной залежи верхней пачки горизонта  $D_{IV}$  показывает, что до 1959 г. обводнение протекало в виде отдельных очагов, сосредоточенных в основном в северо-западной, северо-восточной и юго-восточной частях месторождения, причем продвижение воды наблюдалось на значительные расстояния от первоначального контура нефтеносности (рис. 43). Такой характер продвижения воды обусловлен прежде всего особенностями геологического строения верхней пачки.

В северо-западной части залежи верхняя пачка представлена часто сливающимися друг с другом пластами с хорошими коллекторскими свойствами. Особенность скважин восточной части — их расположение в местах развития пород с несколько ухудшенными коллекторскими свойствами. Если для большей части западной зоны обводнения эффективная мощность верхней пачки изме-

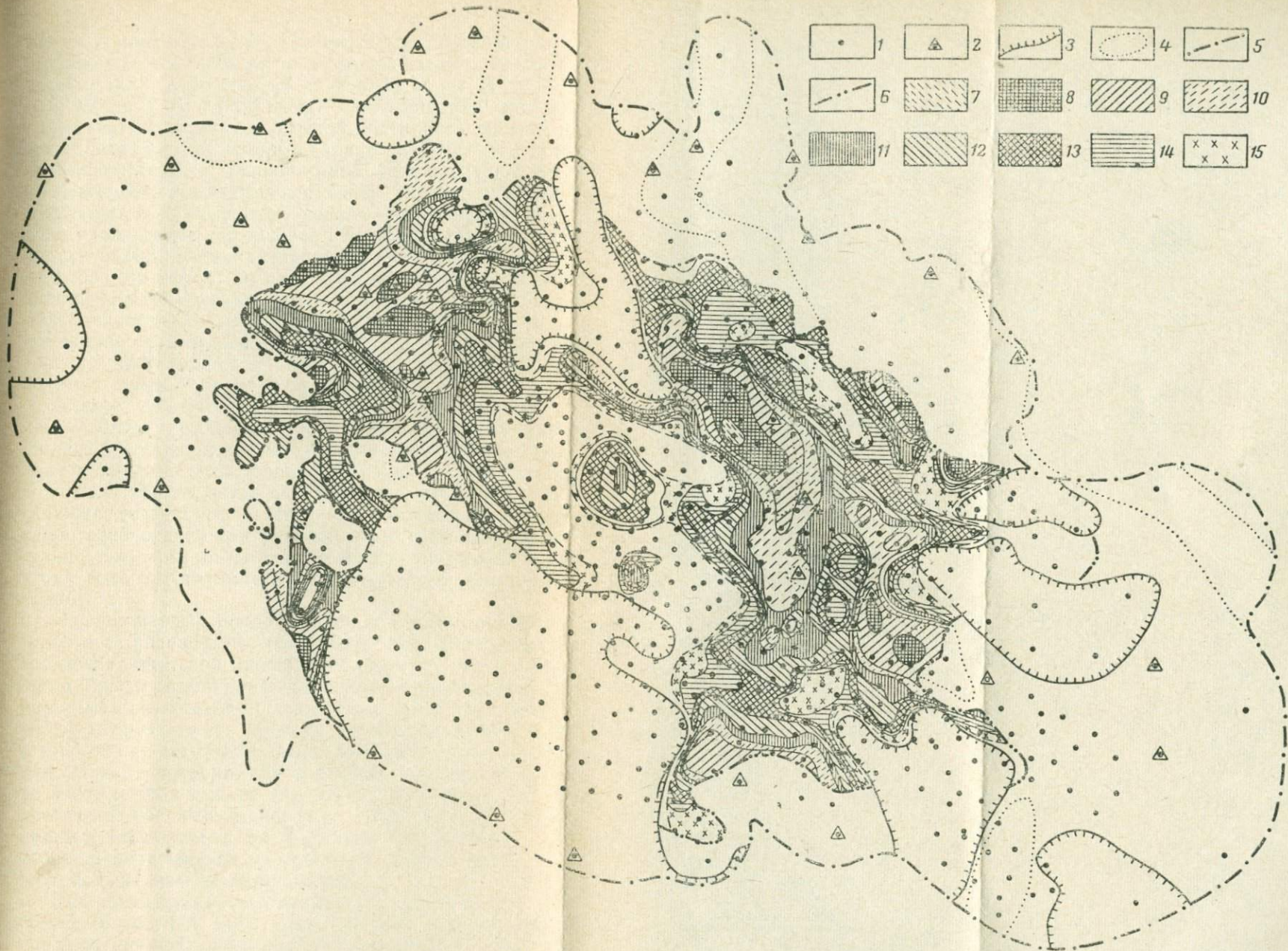


Рис. 43. Карта продвижения воды в результате разработки залежей верхней пачки горизонта  $D_{IV}$  Шкаповского месторождения:  
 1 — скважины, пробуренные на горизонт  $D_{IV}$ ; 2 — нагнетательные скважины; 3 — зоны отсутствия коллекторов; 4 — зоны слияния верхней и нижней пачек горизонта  $D_{IV}$ ;  
 5 — начальный внешний контур нефтеносности; 6 — начальный внутренний контур нефтеносности; участки залежи, обводнившиеся: 7 — до 1958 г.; 8 — в 1958 г.; 9 — в 1959 г.;  
 10 — в 1960 г.; 11 — в 1961 г.; 12 — в 1962 г.; 13 — в 1963 г.; 14 — в 1964 г.; 15 — в 1965 г.

няется в пределах 8—15 м, пористость 19,7—25,0%, проницаемость 400—1400 мд, то на восточной эти параметры колеблются соответственно от 4 до 10 м, от 18 до 25% и от 250 до 550 мд [114]. Кроме того, верхняя пачка в большинстве скважин восточной части расчленяется на три и более пласта, которые характеризуются различной проницаемостью. В приконтурных скважинах перфорацией вскрывались преимущественно верхние пласты, в результате чего скважины давали безводную нефть, а вода продвигалась по нижней неперфорированной части продуктивных пластов в сторону скважин со значительными отборами нефти. По мере увеличения объема закачиваемой воды отдельные очаги обводнения постепенно объединяются в единые обширные зоны, которые начинают приобретать сообразно характеру изменения коллекторских свойств пластов этой пачки полосообразную форму и северо-западную ориентировку.

Следует отметить, что в основном вода движется по направлению к сводовой части месторождения. Такое направленное движение можно объяснить перераспределением пластового давления в условиях верхней пачки. До 1961—1963 гг., когда был пробурен основной фонд скважин, вследствие интенсивных отборов из скважин слабо разбуренной центральной зоны давление значительно снизилось до уровня давления насыщения, а поэтому вода и устремилась в сторону более низких давлений.

Неравномерным продвижением контурных вод характеризуется разработка залежей нефти бобриковского горизонта Ашитской площади Арланского месторождения и Манчаровской площади одноименного месторождения [104]. Различие в коллекторских свойствах продуктивного горизонта по площади залежи привело к тому, что на северо-восточном крыле Ашитской площади годовая скорость продвижения контурных вод на несколько десятков метров меньше, чем на юго-восточном. Еще более резкое различие в скоростях обводнения по той же причине наблюдается на Манчаровской площади, где скорость продвижения на северо-восточном крыле в 2,5 раза больше, чем на юго-западном.

Как показали многочисленные исследования [4, 11, 42, 50, 55, 75, 105; 114, 118], такое крайне неравномерное продвижение контурных вод на отдельных участках обу-

словливается зональной неоднородностью пластов. Так, пласты А<sub>4</sub> и Б<sub>2</sub> Покровского и горизонта Д<sub>IV</sub> Шкаповского месторождений характеризуются значительно более высокой зональной и слоистой неоднородностью, чем пласты Б<sub>2</sub> Зольненского и горизонта Д<sub>I</sub> Бавлинского месторождений, поэтому по последним нет столь резкого отличия скоростей по зонам с различными коллекторскими свойствами.

Следует отметить, что помимо учета влияния геологической неоднородности на процесс обводнения залежей, не менее актуальным при проектировании и анализе разработки является выявление зон улучшенных и ухудшенных коллекторов, которые определяют добывные возможности залежей нефти, а также позволяют рациональнее проводить размещение эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Примером влияния неоднородного строения продуктивных пластов по площади залежи служит разработка залежи нефти, приуроченной к менилитовым отложениям месторождения Оров-Улично. Первоначально (на стадии подсчета запасов) предполагалось, что в пределах этого месторождения коллекторские свойства пластов, а отсюда и запасы нефти, равномерно распределены по площади залежи, поэтому разработка проектировалась в условиях эффективного водонапорного режима, а добывные возможности оценивались достаточно высоко. Опережающее эксплуатационное бурение выявило на площади нефтяной залежи ряд зон повышенных эффективных мощностей, в пределах которых продуктивность скважин намного (в несколько десятков раз) превышает продуктивность скважин, пробуренных в зонах уменьшенных (а в некоторых случаях и практически нулевых) эффективных мощностей. В результате уточненных расчетов, учитывающих наличие таких зон, уровень максимального отбора из залежи уменьшился вдвое и безусловно в этом случае не может быть и речи об эффективном водонапорном режиме.

Не менее показателен пример разработки залежи VIII<sub>2</sub>—VIII<sub>4</sub> пластов месторождения Зимняя Ставка, где при детальном изучении характеристик продуктивных пластов выяснилось, что более 25% запасов приурочено к зонам ухудшенных коллекторских свойств и выработка их сопряжена с дополнительным бурением эксплуатаци-

онных скважин, ибо существующим фондом скважин, даже в условиях законтурного заводнения, вовлечение всех геологических запасов в разработку невозможно [112].

В пределах Волгоградской области в последние годы открыто новое Кудиновское нефтегазовое месторождение, где залежи нефти и газа приурочены к воробьевским и пашийским отложениям девона. Несмотря на значительные размеры поднятия, к которому приурочено это месторождение, извлекаемые запасы нефти и газа относительно невелики и это прежде всего объясняется значительной геологической неоднородностью продуктивных пластов, не выдержанных по площади. Можно привести следующие, наиболее характерные примеры: в скв. 206 эффективная мощность продуктивного горизонта достигает 5 м. Из скважины получен мощный приток газа, а в скв. 90, расположенной от нее на расстоянии всего около 1 км, песчаники полностью замещаются глинами. В то же время пробуренные на северо-западной части месторождения скважины выявили зону относительно повышенных мощностей песчаников воробьевского горизонта, в результате чего в пределах этого участка резко возросли запасы нефти, ранее подсчитанные по средним для всего месторождения параметрам, определенным по первым разведочным скважинам; соответственно увеличались и добывные возможности всего месторождения.

Приведенные выше примеры, на наш взгляд, достаточно убедительно показывают, что особенности геологического строения нефтяных залежей и прежде всего геологическая неоднородность продуктивных горизонтов, не полностью учтенные на ранней стадии проектирования разработки, могут существенно влиять на запроектированные добывные возможности нефтяных месторождений.

Не менее значительно влияние геологической неоднородности продуктивных пластов на процесс закачки воды в пласт в условиях законтурного или внутриконтурного заводнения. Так, совершенно очевидно, что выявление зон повышенных и пониженных мощностей позволяет рационально размещать ряды нагнетательных скважин, располагая их в зонах повышенных мощностей. Игнорирование такого положения приводит к неполному охвату процессом заводнения всей мощности пласта в участках

ее максимального развития. Это хорошо подтверждается исследованиями, проведенными на опытном участке Арланского месторождения [95]. При сопоставлении данных профилей приемистости двух скважин, в одну из которых, расположенную в зоне пониженных мощностей, закачивают воду, а по другой отбирают нефть, выяснилось, что в эксплуатационной скважине работает и соответственно промыто только 55% общей мощности, как раз соответствующей той мощности, в которую проходит закачиваемая вода.

Таким образом, при закачке воды в скважины, расположенные в зонах относительно малых мощностей, процесс заводнения не охватывает весь объем залежи.

На Новохазинской площади первоначально ряды разрезающих нагнетательных скважин были запроектированы при допущении равномерного распространения коллекторов, однако последующее разбуривание даже по редкой сетке выявило полосообразное распределение коллекторов по площади, что повлекло за собой перенос линий нагнетания.

Все приведенное выше лишнее раз указывает на необходимость изучения основных закономерностей геологической неоднородности продуктивных пластов, ибо знание этих закономерностей во многом способствует проведению рациональной разработки нефтяных месторождений.

### **Об учете неоднородности пластов при разработке нефтяных месторождений**

Конечная цель изучения геологической неоднородности пластов — учет ее на различных стадиях разработки нефтяных месторождений: проектировании, анализе, контроле и регулировании.

В зависимости от стадии разработки решаются определенные вопросы. Если на стадии проектирования основная задача сводится к прогнозированию уровня добычи нефти, процесса обводнения, динамики изменения пластового давления и определению возможной нефтеотдачи, то на последующих этапах корректируют запроектированные технологические показатели разработки, оценивают текущую и конечную нефтеотдачу с учетом возможных потерь нефти, а также проектируют размеще-

ние нагнетательных и резервных скважин с учетом результатов разработки и проведенных исследований.

Все указанные вопросы решают на основе созданной схемы модели реального пласта. При этом некоторые показатели разработки (начальные дебиты скважин и др.) можно определить с достаточной для практических целей точностью по схеме однородного пласта [8] при условии правильного определения средних значений параметров пласта (мощности, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности). Другие же показатели по этой схеме достаточно точно определить нельзя, например, такие важные показатели разработки, как полнота извлечения нефти и добычи попутной воды зависят не только от системы разработки, соотношения вязкостей нефти и воды, средних значений параметров пласта, но и в значительной мере от степени неоднородности коллекторов.

Таким образом, основная задача, но в то же время и наибольшая сложность, заключается в создании схемы-модели неоднородного пласта, наиболее полно отображающей реальные условия и с помощью которой можно было бы учесть неоднородность пластов при расчете технологических показателей разработки.

В настоящее время разработаны методы учета неоднородности пластов лишь по проницаемости и прерывистости [9, 52, 67, 75, 99, 103], которые несколько отличаются друг от друга в различных нефтеносных районах.

При учете неоднородности пластов по проницаемости во многих из этих методов за основу взята расчетная схема-модель неоднородного пласта, предложенная Ю. П. Борисовым [8]. Согласно этой схеме продуктивный пласт любой залежи представляется набором параллельно расположенных трубок тока, ориентированных вдоль основного направления фильтрации жидкости и пересекающихся рядами эксплуатационных и (если они есть) нагнетательных скважин. Размеры трубок данной системы и их основные параметры (прежде всего проницаемость) берут на основании изучения конкретной залежи или сходных с нею более изученных залежей. При этом трубки, простирающиеся от начала и до конца, моделируют непрерывную часть пласта, а более короткие — линзы и полулинзы. Трубки тока имеют разную проницаемость и работают одновременно и параллельно друг другу.

При расчетах используют кривую распределения проницаемости, по которой устанавливают распределение трубок тока. Кривую распределения проницаемости составляют с помощью приемов, описанных выше, а для ее построения рекомендуется использовать все имеющиеся определения проницаемости исследуемого пласта [8]. Затем для полученного распределения<sup>1</sup> определяют его параметры, которые используют при расчете технологических показателей разработки и коэффициента нефтеотдачи с учетом неоднородности пласта по проницаемости [9, 104].

В дальнейшем описанная методика была усовершенствована с учетом изменения не только значений проницаемости, но одновременно пористости и нефтенасыщенности во ВНИИ [9] и Гипровостокнефти [52].

В б. ТатНИИ производят комплексный учет неоднородности пластов по разрезу и по площади. При этом в качестве меры послойной неоднородности (т. е. по разрезу) используют квадрат коэффициента вариации проницаемости, определенной по керновым данным [76], а за меру зональной неоднородности принимают коэффициент вариации дебитов скважин или их производительности [77].

Следует подчеркнуть, что все рассмотренные методы требуют предварительной тщательной обработки данных о проницаемости, ибо наши представления о неоднородности пластов в значительной степени зависят от способа определения проницаемости.

Прерывистость пластов учитывают в основном при вычислении коэффициента охвата<sup>2</sup>, входящего в формулу определения нефтеотдачи при водонапорном режиме. Например, по методике ВНИИ [67] для этой цели необходимо построить серию геолого-литологических профилей, по каждому из которых замеряют площадь сечения, охваченную процессом вытеснения, в зависимости от расстояния между эксплуатационными и нагнетательными скважинами. Отношение этой площади ко всей площади участка дает так называемый коэффициент воздействия при различном расстоянии между скважинами.

<sup>1</sup> Если распределение «неоднородное», то его следует разложить на составляющие по одному из методов [9, 104].

<sup>2</sup> Иногда его именуют коэффициентом охвата залежи сеткой скважин [103].

В дальнейшем было установлено, что этот коэффициент можно определить и без трудоемкой работы с геологическими профилями, по литологическим картам. Зная результаты изучения прерывистости пластов, коэффициент охвата в первом приближении можно вычислить по выражению

$$K_{\text{охв}} = \bar{V}_n + \frac{\bar{V}_{\text{пл}} + \bar{V}_л}{2} = 0,5(1 + V_n). \quad (17)$$

В Гипровостокнефти [101] на основе методики ВНИИ после ряда преобразований получили следующую формулу определения коэффициента охвата:

$$K_{\text{охв}} = 0,5(1 + \xi), \quad (18)$$

где  $\xi$  — коэффициент воздействия, равный  $h_{\text{эф. пр}}/h_{\text{эф}}$ ;  $h_{\text{эф. пр}}$  — эффективная мощность пласта, прослеживающаяся на выбранном расстоянии между скважинами.



Рис. 44. Зависимость коэффициентов воздействия и охвата от расстояния между скважинами по пласту Д<sub>1</sub> Пономаревского месторождения [101].

Таким образом, имея кривую изменения коэффициента воздействия в зависимости от расстояния между скважинами  $L$  и формулу (18), можно получить зависимость коэффициента охвата, учитывающего прерывистость пласта, от плотности сетки скважин. Одна из таких зависимостей для пласта Д<sub>1</sub> Пономаревского месторождения приведена на рис. 44.

С помощью данной методики можно качественно оценить прерывистость пластов. Например, в более прерывистых пластах зависимость  $\xi = f(L)$  оказывается нели-

нейной, причем коэффициент воздействия быстро уменьшается в зоне малых  $L$  и значительно медленнее в зоне больших  $L$ . Для относительно однородных пластов эта зависимость близка к линейной.

Методика б. УфНИИ [103] основана на законе распределения эффективной мощности пропластков, установленном М. М. Саттаровым. Причем уравнение, описывающее этот закон распределения, выражает долю площади, имеющую нулевую эффективную мощность.

Принято считать, что вдоль границ таких площадей остаются невырабатываемые участки нефти. Следовательно, наличие подобных застойных зон равноценно увеличению доли площади с нулевой мощностью  $S_2$ . Последнее записывается в виде

$$S_2 = S_1 + \frac{l\sigma}{S_{\text{общ}}}, \quad (19)$$

где  $S_1$  — площадь, занимаемая неколлекторами;  $l$  — длина всех границ замещения коллекторов;  $\sigma$  — половина расстояния между скважинами;  $S_{\text{общ}}$  — общая площадь рассматриваемой области.

Тогда коэффициент охвата залежи сеткой скважин будет равен

$$K_c = \frac{(1 - S_2) h'_{\text{ср}}}{(1 - S_1) h_{\text{ср}}} = \frac{\left(1 - S_1 - \frac{l\sigma}{S_{\text{общ}}}\right) h'_{\text{ср}}}{(1 - S_1) h_{\text{ср}}}. \quad (20)$$

В этой формуле при определении величин средних мощностей [ $h'_{\text{ср}}$ ] и  $h_{\text{ср}}$  используют фактические данные распределения эффективной мощности пластов.

Методика б. ТатНИИ [77] также основана на определении потерь нефти в зависимости от степени прерывистости пластов и плотности размещения скважин. При этом прерывистость изучают по методу, изложенному в работе [75], а для оценки потерь нефти получена следующая эмпирическая зависимость:

$$\varepsilon = \frac{\omega^2}{(2d)^{2(1-\omega)}} \cdot \frac{S}{50}, \quad (21)$$

где  $w$  — доля неколлектора;  $d$  — размер отдельного участка в км;  $S$  — площадь, приходящаяся на одну скважину, в га.

В данном разделе мы остановились лишь на основных теоретических предпосылках некоторых методов учета неоднородности пластов при разработке нефтяных месторождений. При желании более детального ознакомления с тем или иным методом читатель может обратиться к литературе, на которую были сделаны соответствующие ссылки.

Примеры обработки данных для учета неоднородности пластов при определении некоторых показателей разработки приведены ниже.

**О МЕТОДИКЕ ИЗУЧЕНИЯ  
ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ  
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Выбор объекта изучения  
геологической неоднородности и необходимость  
детализации разреза продуктивных пластов**

Выше уже отмечалось, что в процессе изучения геологической неоднородности различные исследователи за объект изучения принимали отличные с точки зрения стратиграфического объема, геологического строения и условий разработки участка разреза: пропластки или пласты [19, 48, 128], горизонты [107], пакки пластов [46].

При таком различном подходе оценка степени неоднородности пластов не всегда может быть объективной, так как в данном случае сравниваются неравноценные объемы исследования. В то же время объединение отдельных частей продуктивного разреза, различных с точки зрения генетических особенностей их строения, в один объект при статистической обработке данных о коллекторских свойствах не дает объективного представления о средних величинах параметров пластов вследствие наличия нескольких неоднородных совокупностей. Наконец, различные цели и задачи исследований (например, определение средних значений параметров для горизонтов, оценка потерь нефти по пропласткам) обуславливают необходимость дифференцированного подхода к объектам изучения геологической неоднородности.

Можно наметить ряд вопросов, связанных с выбором объектов изучения неоднородности продуктивных пластов. К их числу относятся:

- 1) выбор объектов изучения при сравнительной оценке степени неоднородности пластов;
- 2) выбор объектов изучения при статистической обработке геологических данных с целью получения средних

величин и установлении законов распределения параметров;

3) выбор объектов изучения при оценке степени выработки запасов нефти в процессе разработки залежей, т. е. для определения коэффициента нефтеотдачи.

Этим не ограничивается проблема выбора объектов изучения геологической неоднородности. Она многообразна и решать ее нельзя без отрыва от конкретных задач исследований, проводимых либо в процессе проектирования, либо в ходе анализа разработки нефтяных месторождений, так как сумма наших знаний о строении залежи на стадии проектирования разработки неизмеримо меньше таковых на стадии анализа.

Ниже по ряду месторождений рассматриваются примеры выделения объектов изучения геологической неоднородности, решение которых кроме геологических приемов обобщения фактических данных, основано также на применении вероятностно-статистических методов, а применение их, как было показано выше, обуславливает необходимость проведения тщательного анализа геологических данных и выделения генетически однородных совокупностей, что позволяет объективнее выбирать объекты изучения геологической неоднородности.

Например, выделяемый в пределах Восточного Ставрополя как объект разработки пласт VIII состоит из четырех пропластков, которые стратиграфически относятся к двум возрастным комплексам с различными условиями осадконакопления: граница между ними проводится по кровле пропластка VIII<sub>2</sub>. Следовательно, уже на стадии проектирования целесообразно было бы, основываясь на общегеологических данных, весь эксплуатационный объект — пласт VIII разделить на два: VIII<sub>1</sub> и VIII<sub>2+3+4</sub>, по которым отдельно изучать геологическую неоднородность, определять параметры и устанавливать законы их распределения.

Данные, полученные в процессе разбуривания, показали правильность такого предположения: если в целом по пласту VIII законы распределения для таких параметров, как эффективная мощность и пористость, установить было трудно, то после разделения его на два упомянутых выше объекта распределение этих параметров оказалось близким к нормальному.

Кроме того, анализ разработки показал, что с точки зрения полноты извлечения запасов совместная разработка пропластков  $VIII_1$  и  $VIII_{2+3+4}$  снижает ее эффективность для пласта  $VIII$  в целом.

Аналогичный пример можно привести по изучению неоднородности продуктивной толщи нижнего карбона Арланского месторождения, которая первоначально рассматривалась также как один объект подсчета запасов и разработки. В дальнейшем выяснилось, что она состоит из большого числа пластов, характеризующихся различными степенью геологической неоднородности, коллекторскими свойствами и своими законами распределения параметров. Вследствие этого изучение всей продуктивной толщи как одного объекта, равно и разработка ее единой сеткой скважин, оказались нерациональными [111].

Анализ проведенных нами исследований позволяет сформулировать определенные условия, которые должны соблюдаться при оценке степени геологической неоднородности пластов для целей разработки нефтяных месторождений.

1. Показатели неоднородности следует сравнивать в пределах того объема пласта, который вовлечен в разработку.

За этот объем можно принять объем пласта, заполненный нефтью, т. е. объем в пределах контакта нефть — вода или площадь в пределах внешнего контура нефтеносности. При сравнении залежей, на которых осуществляется законтурное заводнение, границы объекта изучения следует проводить по нагнетательным скважинам, а при внутриконтурном заводнении — границы должны совпадать с рядами разрезающих скважин, как это, например, сделано на Ромашкинском месторождении.

2. В качестве объекта изучения можно принять часть разреза продуктивного горизонта (пласта), которая вскрывается и эксплуатируется одной сеткой скважин.

Несоблюдение этих условий приводит к тому, что показатели неоднородности ( $K_p$ ,  $K_n$ ,  $K_c$ ) определяются для всего эксплуатационного объекта (например, для горизонта  $D_1$  на Ромашкинском месторождении), а параметры — для его составных частей (т. е. пластов  $D_{1-a}$ ,  $D_{1-b}$ ,  $D_{1-в}$ ,  $D_{1-гд}$  на том же месторождении). Это создает определенные трудности при сравнительной оценке степени неоднородности пластов различных месторождений,

и, кроме того, не дает истинного представления о взаимосвязи показателей неоднородности и параметров пластов.

3. Сравнительную оценку степени неоднородности пластов необходимо проводить по возможности для залежей с одинаковой плотностью скважин, т. е. степень изученности залежей должна быть равноценной, хотя бы с точки зрения пробуренных на ее площади скважин. Это обусловлено тем, что значения многих показателей неоднородности и параметров пластов в процессе разбуривания (особенно на первой стадии) сильно изменяются.

Отсюда становится очевидным желание изучить продуктивный пласт наиболее детально. Вместе с тем возникает вопрос: насколько детально следует изучать строение пласта, иными словами, где тот разумный предел, до которого следует пытаться разделить продуктивный разрез на отдельные пропластки?

Прежде всего это зависит от разрешающей способности того комплекса геолого-геофизических методов, на основании которых выделяют эффективные мощности и определяют параметры пласта.

Во-вторых, это определяется целями и задачами проводимых исследований. Принципиально прежде всего необходимо выделить группы или типы коллекторов (например, песчаники и алевролиты), четко оговорив, какие из них подлежат изучению с точки зрения полноты выработки из них запасов. Затем, используя разработанный для конкретного месторождения комплекс геолого-геофизических исследований, выделить интервалы разреза, которые могут быть прослежены по площади залежи. Для этих участков разреза могут быть осуществлены различные геологические построения и определены необходимые параметры и показатели (например, прерывистость, объем «тупиковых зон» и др.).

При всех исследованиях должно быть соблюдено рациональное соотношение между точностью определяемых в разрезе каждой скважины числа зональных интервалов (пропластков) и их мощностей и числом пробуренных скважин, так как при значительной изменчивости коллекторов по площади малое число скважин делает нерациональным детальное расчленение разрезов.

Отсюда ясно, почему, например, на начальной стадии изучения горизонта  $D_1$  Ромашкинского месторождения,

когда было пробурено несколько десятков скважин, не было необходимости (да и возможности) разделять его на отдельные пласты, ибо было бы создано неправильное представление о выдержанности этих пластов. Сейчас, когда на большинстве площадей этого месторождения пробурен практически весь фонд эксплуатационных скважин, следует признать целесообразным и оправданным выделение в разрезе горизонта  $D_1$  до 4—6 пластов [1, 3, 126].

Таким образом, выбор объекта изучения неоднородности пластов должен определяться как целями этого изучения, так и степенью разведанности залежи, суммой наших знаний об особенностях строения продуктивных горизонтов.

### **Комплекс показателей, необходимых для оценки геологической неоднородности в процессе проектирования и анализа разработки нефтяных залежей**

Как указывалось выше, в настоящее время геологическую неоднородность при разработке нефтяных залежей учитывают по двум основным показателям:

- а) степени изменчивости проницаемости продуктивных пластов для расчета обводненности;
- б) прерывистости продуктивных пластов с целью оценки нефтеотдачи.

Кроме этого, для сравнительной оценки различных продуктивных пластов по степени их геологической неоднородности широко применяют такие показатели, как песчанистость, расчлененность и связанность пластов, коэффициенты вариации значений эффективной мощности и пористости, характеризующие степень изменчивости этих параметров. И, наконец, при анализе степени выработанности запасов из продуктивных горизонтов проектируется построение карт распространения коллекторов, по которым определяют так называемые «потери нефти» [49, 66] при существующей сетке скважин. Для определения каждого из перечисленных выше параметров требуется, наряду с тщательным геолого-промысловым анализом всех материалов о строении нефтяных залежей, проводить необходимые расчеты с построением соответствующих графиков и карт.

Учитывая, что нами предлагается определенное группирование продуктивных пластов по степени их геологической неоднородности представляется целесообразным для каждой из выделяемых групп или типов пластов определить минимальный комплекс тех необходимых показателей, которые целесообразно и возможно определять при изучении геологической неоднородности продуктивных пластов.

Пласты первого типа характеризуются практически повсеместным распространением по площади и, как правило, являются достаточно монолитными (верхняя пачка угленосной свиты Новоказинского месторождения, пласт Б<sub>2</sub> месторождений Зольный Овраг и Яблоневый Овраг, пласт IX месторождений Озек-Суат, Величаевское). В этих условиях при характеристике геологической неоднородности продуктивных пластов целесообразно изучать и количественно определять следующие параметры и показатели:

1) изменчивость величины проницаемости, определенной по керну или по промыслово-геофизическим данным, для учета при гидродинамических расчетах;

2) изменчивость величин пористости и эффективной мощности, определенных по промыслово-геофизическим данным, с построением соответствующих карт с целью последующего регулирования процесса выработки запасов при анализе разработки;

3) в отдельных случаях, при наличии четкого раздела между пластами (это возможно выявить уже по первым же пробуренным скважинам), целесообразно не вычислять коэффициент расчлененности, а определить соотношение эффективных мощностей и коллекторских свойств для каждого из пластов (а их максимально возможно два).

В то же время для пластов этого типа совершенно нецелесообразно вычислять песчанистость, прерывистость и расчлененность, так как эти показатели близки к единице. Равным образом нет смысла в данном случае вычислять связанность, ибо пласты или вообще нерасчленены, или же, как упоминалось выше, имеется максимум два пропластка на всей площади залежи, изолированных друг от друга.

Пласты второго типа, как было показано, характеризуются неповсеместным распространением по пло-

щади и часто расчленяются на ряд пропластков, но большая часть объема продуктивного пласта гидродинамически представляет единое целое. В этом случае при оценке геологической неоднородности представляется целесообразным изучение и количественная оценка следующих показателей и параметров:

- 1) прерывистости продуктивного пласта;
- 2) расчлененности и связанности, а также песчаности разреза продуктивных пластов;

- 3) степени изменчивости проницаемости, пористости и эффективной мощности, причем изучать их необходимо прежде всего для основного, как правило, гидродинамически связанного, объема пласта, ибо включение в расчеты значений из изолированных участков может существенным образом изменить представление о средних значениях. Здесь следует отметить, что для данного случая весьма важно при статистической обработке разделение изучаемых совокупностей на генетически однородные, соответствующие определенным типам пород.

Для пластов данного типа необходимо также построение карт распространения пластов-коллекторов, по которым в последующем определяются «потери» нефти.

Таким образом, пласты охарактеризованного выше типа с точки зрения изучения геологической неоднородности являются наиболее сложными, так как в этом случае необходимо оценить практически весь комплекс показателей и параметров с тщательным дифференцированием их по площади и разрезу продуктивного пласта, часто представленного рядом пропластков с различными коллекторскими свойствами.

Пласты третьего типа характеризуются непоследовательным, спорадическим распространением по площади залежи в виде линз и полулинз, часто со значительно ухудшенными коллекторскими свойствами, поэтому при изучении геологической неоднородности продуктивных пластов этого типа целесообразно оценивать следующие параметры:

- 1) прерывистость продуктивных пластов;
- 2) величины эффективных мощностей и средние значения пористости с целью оценки доли запасов, заключенных в этих пластах, по отношению ко всем запасам нефти горизонта или объекта разработки.

Явно нецелесообразно и нелогично для пластов этого типа оценивать изменчивость проницаемости, ибо каждая из линз и полулинз является самостоятельным резервуаром, фильтрационные свойства которого могут и должны существенно отличаться от средних значений, а эти средние на практике определяются без достаточной равнопредставительности исходных значений. Бесмысленным в данном случае становится определение таких показателей, как песчанистость, расчлененность и связанность продуктивных пластов.

Предлагаемая схема характеристики геологической неоднородности продуктивных пластов в зависимости от выделяемых их типов не может претендовать на универсальность и полную завершенность ибо она базируется также на весьма схематичном группировании пластов по степени их геологической неоднородности. Однако, на наш взгляд, предполагая на первой стадии изучения продуктивных пластов геологическую неоднородность ожидаемого типа и относя изучаемый пласт к тому или иному типу, можно не только прогнозировать степень геологической неоднородности и ее влияние на процесс разработки, но и заранее ограничить круг показателей, позволяющих в данном случае провести ее оценку. Это, в свою очередь, позволяет сразу же обратить внимание на более тщательное изучение тех исходных данных, которые будут положены в основу определения параметров и показателей, используемых при гидродинамических расчетах.

### **Примеры обработки геологических данных при изучении неоднородности продуктивных пластов с целью учета при разработке нефтяных месторождений**

Ниже рассмотрены примеры обработки геологических материалов для характеристики неоднородности в зависимости от особенностей строения продуктивных пластов и принадлежности их к различным группам. Следует сразу оговориться, что так как определение расчлененности, связанности и песчанистости, равно как и степени изменчивости эффективной мощности, достаточно хорошо общеизвестно и никаких трудностей не представляет, ниже рассмотрены примеры определения таких показателей,

как прерывистость и изменчивость проницаемости, которые в настоящее время применяют при учете геологической неоднородности в процессе проектирования и анализа разработки.

На примере продуктивных пластов нижней продуктивной пачки продуктивной толщи нижнего карбона Ново-хазинской площади Арланского месторождения показано изучение степени изменчивости проницаемости пласта. Данный пример интересен тем, что так как продуктивные пласты неоднородны по литолого-петрографическому составу, изучаемая совокупность не является однородной и для определения параметров, в последующем используемых для расчета обводнения залежи, необходимо разложить неоднородную совокупность на составляющие компоненты.

Нижняя продуктивная пачка на Новохазинской площади представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Характеристика проницаемости дана на

Таблица 6

Интервал значений проницаемости, $\sigma$	Частота	Накопленная		I распределение			II распределение		
		частота	часть	частота	накопленная		частота	накопленная	
					частота	часть		частота	часть
0,009	6	6	0,010	—	—	—	6	6	0,087
0,013	4	10	0,017	—	—	—	4	10	0,144
0,020	5	15	0,025	—	—	—	5	15	0,217
0,030	8	23	0,039	—	—	—	8	23	0,333
0,046	11	34	0,058	—	—	—	11	34	0,492
0,068	13	47	0,080	—	—	—	13	47	0,680
0,103	12	59	0,100	—	—	—	12	59	0,854
0,154	11	70	0,119	5	5	0,010	6	65	0,941
0,231	8	78	0,133	5	10	0,020	3	68	0,985
0,347	15	93	0,159	14	24	0,046	1	69	1,000
0,520	30	123	0,211	30	54	0,104	—	—	—
0,780	40	163	0,279	40	94	0,182	—	—	—
1,170	80	243	0,415	80	174	0,336	—	—	—
1,750	88	331	0,565	88	262	0,506	—	—	—
2,630	120	451	0,770	120	382	0,738	—	—	—
3,590	56	507	0,866	56	438	0,847	—	—	—
5,940	36	543	0,927	36	474	0,916	—	—	—
8,900	30	573	0,978	30	504	0,974	—	—	—
13,330	8	581	0,992	8	512	0,990	—	—	—
20,000	5	586	1,000	5	517	1,000	—	—	—

основе анализа определений проницаемости по 586 образцам керна.

Разложение неоднородной совокупности на составляющие компоненты можно осуществить по методу, предложенному А. Хальдом [121]. В данном примере их оказалось две (табл. 6). В дальнейшем для каждой компоненты находят параметры  $\epsilon$  и  $\sigma$  закона и статистические характеристики распределения: среднее значение параметра  $M_x$ , среднеквадратическое отклонение  $\sigma_x$  и коэффициент вариации  $\omega_x$ .

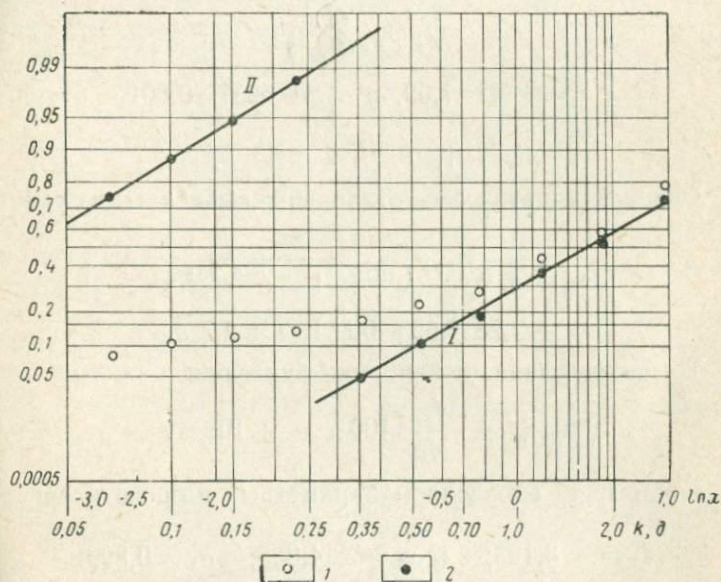


Рис. 45. Пример разложения неоднородной совокупности по проницаемости для нижней продуктивной пачки Новокахазинской площади:

I — первая компонента; II — вторая компонента, I — неоднородное распределение; 2 — однородное распределение

Затем на вероятностной бумаге наносят накопленные частоты выделенных компонент (рис. 45), при этом за первую компоненту принимают распределение с большими значениями параметра, за вторую — с меньшими, характеризующими соответственно песчаники и алевриты.

На полученной теоретической кривой (в данном случае прямой линии) находят значения абсцисс для ординат, имеющих значения 0,5 ( $\ln \epsilon$ ) и 0,159 ( $\ln x$ ).

Для первого распределения получаем

$$\ln \epsilon_1 = 0,525 \text{ и } \ln x_1 = -0,370, \text{ откуда находим.}$$

$$\sigma_1 = 0,525 - (-0,370) = 0,895$$

По общеизвестным формулам [121] определяем статистические характеристики распределения

$$M_{x_1} = \epsilon_1 e^{\frac{\sigma_1^2}{2}},$$

где  $\epsilon_1 = e^{0,525} = 1,69$ , а  $\sigma_1^2 = 0,895^2 = 0,801$ , откуда

$$M_{x_1} = 1,69 e^{0,40} = 2,52 \text{ д.}$$

Среднеквадратическое отклонение вычисляем из уравнения

$$\begin{aligned} \sigma_{x_1} &= \pm e^{0,801} 1,69 \sqrt{1 - e^{-0,801}} = \\ &= \pm 2,26 \cdot 1,69 \sqrt{0,551} = \pm 2,7 \text{ д.} \end{aligned}$$

Тогда коэффициент вариации будет равен

$$\omega_{x_1} = \pm \frac{\sigma_{x_1}}{M_{x_1}} 100\% = \pm 108\%.$$

Аналогично определяем параметры второго распределения:

$$\begin{aligned} \ln \epsilon_2 &= -3,195; \quad \ln x_2 = -4,085; \quad \sigma_2 = 0,890; \\ \epsilon_2 &= 0,041 \text{ и } \sigma_2^2 = 0,792. \end{aligned}$$

$$M_{x_2} = 0,06 \text{ д; } \sigma_{x_2} = \pm 0,067 \text{ д; } \omega_{x_2} = \pm 112\%.$$

Подставив найденные значения  $\epsilon$  и  $\sigma$  в формулу, описывающую соответствующий закон, получаем уравнение плотности распределения для исследуемого параметра, которое используется для гидродинамических и других расчетов с учетом доли каждой компоненты в общем объеме совокупности.

Таким образом, в данном случае представилось возможным выделить и охарактеризовать коллекторы двух

групп: песчаники со средним значением проницаемости 2,5 *д* и алевролиты — со средним значением проницаемости 60 *мд*.

На примере изучения геологической неоднородности ряда продуктивных горизонтов юры месторождения Узень в Западном Казахстане рассмотрено определение прерывистости пластов с целью учета ее (через коэффициент воздействия) при расчете нефтеотдачи [10]. На этом месторождении продуктивны юрские горизонты XIII—XVIII, характеристика неоднородности и коллекторских свойств которых приведена в табл. 7 и 10. Методика оценки прерывистости рассмотрена на примере горизонтов XV и XVII, более изученных и представляющих интерес для определения этого параметра.

В разрезе горизонта XV выделены три литологические пачки: А, Б и В (сверху вниз), из которых две верхние — песчаные, а нижняя — глинисто-песчаная. Пачки А и Б слагаются в основном мелкозернистыми кварцевыми песчаниками. В их составе выделяют по четыре пласта, которые имеют довольно сложный характер распространения по площади и разрезу (см. рис. 1). Коллекторские свойства пачек близки между собой. Пачка В в большей части представлена глинами, среди которых залегают два песчано-алевролитовых прослоя, очень не выдержанных по площади; коллекторские свойства их невысокие (табл. 7).

Таблица 7

Параметр	XV горизонт, пачка			XVII горизонт, пачка	
	А	Б	В	А	Б
Эффективная мощность, <i>м</i> . . . .	9,4	9,0	2,8	9,6	23,5
Пористость, % . . .	24,1	25,2	22,6	23,1	23,7
Проницаемость, <i>мд</i>	152	171	128	216	293

Горизонт XVII представлен двумя пачками: А и Б, верхняя из которых на большей части месторождения — монолитная; иногда прослеживается маломощный (1—2 *м*) глинистый прослой, представленная в основном крупно- и среднезернистыми плохо отсортированными кварцевыми песчаниками. Пачка Б слагается средне- и мелкозернистыми, менее глинистыми, чем в пачке А, пес-

чаниками. В ее составе выделяют до шести пластов, которые не выдержаны (особенно в подошве) по площади, часто сливаются между собой. Коллекторские свойства пачки Б выше, чем пачки А (см. табл. 7).

В результате определения прерывистости по методике ВНИИ [9] получены данные, приведенные в табл. 8.

Таблица 8

Длина фигур, м	XV горизонт					XVII горизонт				
	линзы		полулинзы		непрерывная часть	линзы		полулинзы		непрерывная часть
	число	доля объема V <sub>л</sub> , %	число	доля объема V <sub>пл</sub> , %		число	доля объема V <sub>л</sub> , %	число	доля объема V <sub>пл</sub> , %	
0—500	2	0,21	13	1,40	0	2	0,24	6	0,76	
500—1000	3	0,72	6	1,96	0	2	0,48	0	0	
1000—1500	2	0,54	6	3,02	0	1	0,32	1	0,52	
1500—2000	1	0,63	2	2,34		1	0,56	2	2,1	0
2000—2500	0	0	2	3,68		0	0	0	0	0
2500—3000	0	0	0	0		0	0	0	0	0
3000—3500	0	0	0	0		0	0	1	2,82	0
Всего: . . .	8	2,1	29	12,4	85,5	6	1,6	10	6,2	92,2

Полученные количественные результаты по оценке неоднородности подтверждают основные особенности строения продуктивных горизонтов, в частности, более сложное строение горизонта XV, суммарная доля линз и полулинз в общем объеме которого выше почти в 2 раза, чем по горизонту XVII.

Определение по такой же методике прерывистости по другим горизонтам месторождения Узень позволило рассчитать для отдельных залежей так называемый коэффициент воздействия или сетки  $K_2$ , входящий в формулу определения нефтеотдачи пластов [10].

Интересным примером изучения геологической неоднородности с целью ее учета при оценке нефтеотдачи является горизонт Д<sub>1</sub> Шкаповского месторождения, в пределах которого выделяют три пачки различного литологического состава: верхнюю, среднюю и нижнюю. Для

каждой из этих пачек характерны наряду с различием коллекторских свойств (и степени их изменчивости) различные условия залегания. Так, коллекторы нижней пачки залегают в виде полос (см. рис. 27); они представлены в основном алевропесчаниками, которые нередко замещаются алевролитами и глинами. Средняя пачка — основной продуктер; она имеет повсеместное распространение по площади и характеризуется высокими коллекторскими свойствами. Верхняя пачка представлена сильно алевритистыми песчаниками; чистые песчаники залегают в виде отдельных линз или рукавов (см. рис. 27). В целом породы верхней пачки плохо проницаемые, за исключением тех случаев, когда в скважинах отмечено присутствие песчаников.

Таким образом, можно изучить три пласта, относимые к различным типам, и по каждому из них определить нефтеотдачу. С этой целью была использована методика, предложенная в последнее время во ВНИИ [9]; все исходные параметры и формулы приведены в табл. 9 (расчеты произведены при объеме прокачанной воды  $Q_{ж}=1$ ).

Полученные результаты наглядно свидетельствуют о влиянии неоднородности пластов на один из важных показателей разработки нефтяных месторождений — коэффициент нефтеотдачи.

Вместе с тем на данном примере можно оценить степень влияния прерывистости продуктивных пластов на величину коэффициента нефтеотдачи (при прочих равных условиях). Так, для средней, наиболее выдержанной пачки, нефтеотдача за счет только одной прерывистости снижается всего на 7% относительно идеально непрерывного пласта, в то время как для верхней пачки, наиболее невыдержанной по объему залежи, нефтеотдача соответственно снижается в 2 раза. Таким образом, данный пример лишний раз подтверждает высказанную ранее мысль о том, что для пластов первого типа изучение прерывистости не является определяющим при оценке неоднородности. В этом случае, очевидно, большее значение имеет изменчивость проницаемости, в то время как для пластов третьего типа решающим становится изучение степени прерывистости.

Таблица 9

Параметр	Верхняя пачка	Средняя пачка	Нижняя пачка
$\bar{h}_{эф}, м$	3,2	10,7	4,1
$\bar{V}_H$	0,35	0,92	0,76
$m, \%$	18,2	20,1	18,8
$\bar{k}, мд$	294	480	380
$\sigma_K, мд$	286	241	131
$\omega_K, \%$	97,3	50,2	34,5
$\sigma = 1,52 \sqrt{1g(1-\omega_K^2)}$	0,44	0,15	0,07
$\mu_H, спз$	4,0	4,0	4,0
$\mu_B, спз$	1,5	1,5	1,5
$\beta_B$	0,10	0,10	0,10
$\beta_{O,H}$	0,16	0,10	0,13
$\delta = 1 - \beta_B - \beta_{O,H}$	0,74	0,80	0,77
$v$	0,3	0,2	0,2
$\eta_{выт}(\infty) = \frac{\delta}{1 + \beta_B}$	0,82	0,89	0,86
$\frac{F_1(\infty)}{y_i} = \frac{1}{V_H \delta}$	2,7	1,4	1,8
$\frac{F_1(y)}{y_i}$	0,72	0,79	0,8
$\eta_{max} = \frac{F_1(y)}{y_i} \frac{1 + \bar{V}_H}{2} \times$ $\times \eta_{выт}$	38,2	62,9	57,0
$\eta_{min} = \frac{F_1(y)}{y_i} \bar{V}_H \eta_{выт}$	19,9	60,3	49,2
$\eta_{cp} = \frac{\eta_{max} + \eta_{min}}{2}$	29,2	61,6	50,3

Примечание.  $\beta_B$ —коэффициент водонасыщенности;  $\beta_{O,H}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности;  $\delta$ —коэффициент нефтеотдачи, определенный по лабораторным данным на основании остаточной нефтенасыщенности;  $v$ —объемный коэффициент;  $\eta_{выт}$ — коэффициент вытеснения;  $\eta_{max}$ ,  $\eta_{min}$ ,  $\eta_{cp}$ — предельные и средний коэффициент нефтеотдачи; остальные обозначения — см в тексте.

## Сравнительная оценка степени геологической неоднородности продуктивных пластов нефтяных месторождений Советского Союза

С целью сравнительной оценки степени геологической неоднородности пластов в табл. 10 приведены показатели неоднородности терригенных продуктивных пластов по основным нефтяным месторождениям платформенных областей Советского Союза. Необходимо отметить, что по ряду районов (Пермская область и др.) приведены показатели неоднородности, определенные другими исследователями по несколько видоизмененному способу, поэтому возможна некоторая условность при их сравнении. Кроме этого, следует учитывать, что все показатели и параметры, как правило, определены в целом для объектов разработки и не учитывают специфических особенностей строения отдельных частей залежи (расчлененных на пласты), о чем подробно говорилось ранее.

Рассматривая продуктивные пласты по степени их расчлененности, можно отметить, что большая часть из них имеет  $K_p=2-3$ , за исключением ряда залежей месторождений Куйбышевской области и Западного Казахстана. Иногда максимальное число пропластков, выделяющихся в продуктивном разрезе, вдвое превышает величину коэффициента расчлененности (например, по Ромашкинскому месторождению), что может быть обусловлено либо выклиниванием отдельных пропластков по площади (и за счет этого уменьшением в разрезе числа их), либо слиянием нескольких пропластков в один. Поэтому для сравнительной оценки неоднородности пластов очень важно наряду с расчлененностью рассматривать в комплексе и другие показатели; песчанистость, связанность и прерывистость.

Действительно, если расчлененность уменьшается за счет выклинивания пластов, то должны уменьшаться и такие показатели, как песчанистость и связанность, а соответственно увеличиваться прерывистость. Это положение в какой-то степени иллюстрируется данными табл. 10 (в тех случаях, когда наряду с данными о расчлененности и песчанистости имеются результаты определения связанности): по пластам, расчлененность которых уменьшена за счет слияния отдельных пропластков, песчанистость и соответственно связанность имеют доста-

Месторождение, площадь	Горизонт, пласт, пачка	$K_p$	$K_{II}$	$K_c$	Эффективная, мощность, м		Пористость, %		Проницаемость, мд	
					$\bar{h}_{эф}$	$w$	$\bar{m}$	$w$	$\bar{k}$	$w$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Татарская АССР										
Абрахмановская	D <sub>I</sub>	2,42	0,63	0,14	13,3	53,0	18,5*	12,1	380*	44,7
Миннибаевская	D <sub>I</sub>	2,54	0,67	—	13,1	51,0	—	—	—	—
Павловская	D <sub>I</sub>	2,47	0,68	—	13,9	35,0	18,7*	17,6	320*	43,8
Южно-Ромашкинская	D <sub>I</sub>	2,66	0,71	—	16,8	43,0	—	—	—	—
Восточно-Сулеевская	D <sub>I</sub>	2,46	0,65	—	14,3	51,0	—	—	—	—
Бавлинское	D <sub>I</sub>	1,70	0,87	—	11,6	39,0	20,3	7,9	600	45,0
Башкирская АССР										
Новоказинская	C <sub>I</sub> <sup>I</sup>	1,60	0,93	0,08	5,1	46,0	22,3	14,0	1255	139,0
»	C <sub>I</sub> <sup>II</sup>	3,70	0,46	0,04	4,5	37,5	21,3	14,4	607	166,0
»	C <sub>I</sub> <sup>III</sup>	2,10	0,81	0,30	7,2	49,6	24,8	15,7	2110	106,0
Туймазинское	D <sub>I</sub>	1,90	0,82	0,12	9,3	49,0	21,4	9,2	480	58,3
»	D <sub>II</sub>	1,50	0,94	0,37	16,1	38,0	22,0	7,4	—	—

10* Серафимовская	D <sub>I</sub>	1,30	0,84	0,30	7,3	63,0	19,3	7,5	330	45,5
Александровская	D <sub>I</sub>	1,80	0,81	0,21	9,9	58,0	21,2*	12,7	410*	51,2
Шкаповское	D <sub>I</sub>	2,14	0,80	0,21	12,1	37,0	19,0	7,2	385	60,8
»	D <sub>IV</sub>	2,56	0,68	0,37	12,3	41,3	18,7	14,7	430	43,6

## Куйбышевская область

Мухановское	D <sub>I</sub>	1,32	0,94	—	—	—	—	—	—	—
»	D <sub>II</sub>	3,30	0,52	—	—	—	—	—	—	—
»	D <sub>III</sub>	2,46	0,75	—	—	—	—	—	—	—
»	D <sub>IV</sub>	2,03	0,61	—	—	—	—	—	—	—
»	C <sub>I</sub>	4,80	0,75	—	—	—	—	—	—	—
Заборовское	B <sub>2</sub>	1,55	0,74	0,31	3,8	73,7	25,5	15,3	2580	88,2
Зольный Овраг	B <sub>2</sub>	2,00	0,90	0,37	16,8	26,2	24,0	12,5	2340	68,5
Яблоневый Овраг	B <sub>2</sub>	1,50	0,94	0,52	9,4	34,5	24,7	10,8	2170	63,4
Стрельненское	B <sub>2</sub>	2,30	0,79	—	11,9	48,6	22,9	8,8	1410	66,5
Губинское	B <sub>2</sub>	2,30	0,80	—	7,0	36,6	24,7	17,3	1300	48,2
Сызранское	B <sub>2</sub>	2,10	0,86	0,56	6,3	61,3	24,1	18,4	1330	76,8
Радаевское	B <sub>2</sub>	5,10	0,62	—	—	—	—	—	—	—
Покровское	B <sub>2</sub>	2,60	0,60	—	7,4	—	—	—	—	—

\* По геофизическим данным.

Месторождение, площадь	Горизонт, пласт, пачка	$K_p$	$K_{II}$	$K_c$	Эффективная мощность, м		Пористость, %		Проницаемость, мд	
					$\bar{h}_{эф}$	$\omega$	$\bar{m}$	$\omega$	$\bar{k}$	$\omega$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Оренбургская область										
Пономаревское	D <sub>1</sub>	2,30	0,54	—	—	—	—	—	—	—
Покровское	B <sub>2</sub>	4,50	0,51	—	—	—	—	—	—	—
Султангуловское	D <sub>1</sub>	3,50	0,60	—	—	—	—	—	—	—
Волгоградская область										
Бахметьевская	A <sub>2</sub>	1,90	0,84	0,18	11,4	54,3	—	—	—	—
»	B <sub>1</sub>	2,60	0,66	0,33	11,9	42,7	—	—	—	—
»	B <sub>2</sub>	1,20	0,64	0,21	6,6	—	—	—	—	—
Жирновская	A	1,40	0,90	—	15,6	39,9	—	—	—	—
»	B <sub>1</sub>	1,75	0,93	0,21	17,4	36,5	—	—	—	—
Коробковское	B <sub>2</sub>	3,18	0,78	0,11	17,0	—	—	—	—	—
Пермская область										
Пермские месторождения	B <sub>0</sub>	1,65	0,38	—	4,0	85,5	12,0	—	130	132,0
То же	B <sub>1</sub>	3,63	0,43	—	10,6	60,4	12,6	—	114	278,0
»	B <sub>2</sub>	2,84	0,55	—	12,5	60,8	13,4	—	228	213,0
»	B <sub>3</sub>	2,10	0,58	—	9,4	67,6	14,3	—	350	166,0
Западный Казахстан										
Узень	XIII	5,40	0,33	—	11,9	53,5	25,7	16,1	458	90,7
»	XIV	7,80	0,54	—	31,9	26,6	24,3	12,1	279	94,4
»	XV	4,85	0,46	—	21,2	38,3	24,0	11,2	150	100,6
»	XVI <sub>1</sub>	1,71	0,84	—	15,5	23,3	21,9	15,4	129	97,6
»	XVI <sub>2</sub>	1,99	0,76	—	6,0	39,5	23,3	10,1	103	52,9
»	XVII	3,96	0,68	—	33,5	25,8	23,4	12,2	255	48,8
»	XVIII	5,88	0,65	—	22,9	26,3	22,9	15,5	232	95,7
Восточное Ставрополье										
Зимняя Ставка	VIII <sub>2+3+4</sub>	2,70	0,67	0,02	11,8	34,6	19,8	23,8	—	—
То же	IX	2,10	0,89	—	17,3	15,9	22,7	21,1	—	—
Правосережное	VIII <sub>2+3+4</sub>	2,41	0,78	0,03	15,3	17,3	21,0	22,9	287	148,0
»	IX	2,07	0,89	—	17,1	25,5	24,1	20,6	223	151,6
Величаевская	VIII <sub>2+3+4</sub>	2,40	0,79	0,20	8,9	35,3	23,5	23,6	234	106,0
»	IX	1,53	0,92	—	10,1	30,8	21,2	21,4	143	123,1
Колодезная	VIII <sub>2+3+4</sub>	2,07	0,81	0,12	7,7	32,2	17,4	18,4	—	—
»	IX	1,50	0,92	—	9,0	21,7	17,2	14,7	—	—
Озек-Суат	IX	2,18	0,85	—	15,6	20,3	24,6	19,3	119	96,4
Восточная	VIII <sub>2+3+4</sub>	2,10	0,86	—	—	—	26,3	16,1	—	—
»	IX	2,64	0,66	—	—	—	19,0	18,5	—	—

точно высокие значения, в то время как при низких значениях песчанности в большинстве случаев отмечается небольшая связанность, а отдельные исключения из этого правила можно объяснить особенностями распространения пропластков.

Так, по верхней пачке  $C_1^1$  продуктивной толщи нижнего карбона Новохазинской площади при малой расчлененности ( $K_p=1,6$ ) и высокой песчанности ( $K_{п}=0,93$ ) коэффициент связанности  $K_c$  равен всего 0,08. Это объясняется тем, что пачка состоит из двух пластов, нижний из которых характеризуется рукавообразным залеганием, малой мощностью и низким  $K_s$ . Хотя этот пласт часто сливается с верхним, коэффициент связанности оказывается очень низким вследствие малой площади зон слияния относительно общей площади залежи. Данный пример лишний раз показывает, что существующие показатели оценки неоднородности пластов еще далеки до полного совершенства.

Средние эффективные мощности изученных месторождений изменяются в большинстве случаев от 10 до 18 м, а степень их колеблемости весьма различна.

С целью выявления определенной связи между песчанностью и средней эффективной мощностью для пластов различной расчлененности были построены соответствующие корреляционные графики, которые показали, что для пластов с  $K_p > 2,3$  существует определенная зависимость между  $K_{п}$  и  $h_{эф}$ : по мере увеличения средней эффективной мощности увеличивается песчанность. Однако это положение справедливо для  $K_{п} < 0,8$ , причем отклонение от зависимости наблюдается в основном по месторождению Узень, что, по-видимому, обусловлено несколько специфическими геологическими условиями этого месторождения.

Наличие указанной выше закономерности для расчлененных пластов следует объяснять тем, что в условиях таких пластов песчанность определяется прежде всего эффективной мощностью отдельных пропластков, в то время как для пластов, близких к монолитным, она меняется за счет появления в их разрезе непроницаемых пропластков. Вместе с тем необходимо отметить, что если средняя песчанность для пластов с  $K_p > 2,3$  составляет всего 0,67 (а без месторождения Узень — 0,65), то среднее значение песчанности для слабо расчленен-

ных пластов достаточно высокое и составляет 0,81.

Не меньший интерес представляет выявление зависимости между средней величиной эффективной мощности и степенью ее изменчивости, выраженной через коэффициент вариации  $w$ . Анализ этих данных был проведен также для групп продуктивных пластов, отличающихся по степени расчлененности разреза. В результате изучения корреляционных графиков для сильно расчлененных пластов ( $K_p > 2,3$ ) выявлена достаточно четкая зависимость между средней эффективной мощностью и степенью ее изменчивости, которая заключается в том, что более высоким средним значениям эффективной мощности соответствует меньшая степень ее изменчивости. При этом для мало расчлененных пластов такой достаточно четкой зависимости не наблюдается, однако, необходимо отметить, что для этих пластов в области средних значений мощности выше 8—10 м степень изменчивости меньше, чем для сильно расчлененных пластов аналогичной мощности; в области малых средних значений эффективной мощности степень ее изменчивости для обеих групп пластов практически одинакова и достаточно высока.

Выявленные зависимости определяются прежде всего особенностями формирования продуктивных пластов. Так, участки развития нескольких пластов с невысокими суммарными эффективными мощностями отвечают зонам с наиболее сложной обстановкой осадконакопления, следствием чего явилась и резкая изменчивость литолого-фациальной характеристики разреза, а отсюда в значительной степени меняется соотношение проницаемых и непроницаемых пород в разрезе продуктивных горизонтов.

Несомненный интерес имело бы установление зависимостей между рассмотренными выше показателями неоднородности и коллекторскими свойствами продуктивных пластов, однако в нашем распоряжении не было соответствующих данных об основных параметрах пластов по всем из приведенных в табл. 10 месторождениям, а во-вторых, для сравнительной оценки степени неоднородности необходимо иметь достаточно равнопредставительные данные, которые также отсутствовали. Поэтому проводить сравнительный анализ степени неоднородности продуктивных пластов с точки зрения их коллекторских свойств на данном этапе оказалось нецелесообразным.

Можно лишь отметить, что высокой песчаности (0,8—0,9) продуктивных пластов часто соответствуют повышенные средние значения пористости (20—26%), что подтверждает закономерность о приуроченности зон улучшенных коллекторских свойств к участкам повышенных эффективных мощностей, которые, в свою очередь, соответствуют развитию относительно однородных слабо расчлененных пластов с высокой песчаностью.

Таким образом, можно отметить, что все изученные продуктивные пласты основных нефтяных месторождений в той или иной степени неоднородны по своему строению. Сравнительный анализ фактических данных по ряду показателей геологической неоднородности позволяет говорить о значительной неоднородности продуктивных отложений нижнего карбона на одном из основных объектов разработки Башкирской АССР — Арланском месторождении, где весь процесс разработки осложняется высокой вязкостью нефти. Значительной неоднородностью характеризуются также продуктивные пласты Ромашкинского месторождения и залежей Пермской области, у которых, кроме того, относительно низкие коллекторские свойства.

Относительно лучшими показателями, с точки зрения геологической неоднородности, характеризуются девонские продуктивные пласты нефтяных месторождений Башкирской АССР (Туймазинское, Серафимовская группа, пласт Д<sub>1</sub> Шкаповского месторождения), а также пласт IX нижнего мела месторождений Ставропольского края и продуктивные пласты ряда месторождений Куйбышевской области, что обусловило высокоэффективную разработку их в условиях водонапорного режима.

Весьма сложным строением при значительной расчлененности и прерывистости продуктивных пластов характеризуются юрские продуктивные горизонты месторождений Западного Казахстана.

Дальнейшее накопление фактического материала о геологическом строении нефтяных месторождений различных районов Советского Союза и прежде всего такого нового нефтедобывающего района, как Западная Сибирь, позволит провести более объективную сравнительную и количественную оценку геологической неоднородности пластов, что будет способствовать усовершенствованию методов их разработки.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные авторами исследования по изучению геологической неоднородности, а также обобщение результатов работ, проводимых различными исследователями по данной проблеме, показали, что продуктивные пласты большинства нефтяных месторождений неоднородны и это существенным образом влияет на характер и степень выработки запасов нефтяных залежей, в ряде случаев значительно снижая полноту извлечения нефти из пласта.

Наметившиеся в процессе исследований основные пути изучения геологической неоднородности: геолого-геофизические, лабораторно-экспериментальные и промышленно-гидродинамические позволяют в настоящее время оценить степень неоднородности продуктивных пластов и выявить характер ее влияния на условия разработки нефтяных залежей, причем полнота решения этого вопроса зависит от комплексности в изучении неоднородности.

С целью количественной оценки степени геологической неоднородности для учета ее при проектировании и сравнительной оценки при анализе разработки различными исследователями предложен ряд показателей, характеризующих вид неоднородности и степень изменчивости основных параметров (пористости, проницаемости и эффективной мощности). Вместе с тем для учета неоднородности при разработке широко применяют пока лишь два параметра: проницаемость (ее изменчивость по объему залежи) и прерывистость продуктивных пластов, поэтому задача дальнейших исследований в области разработки методики учета геологической неоднородности — усовершенствование ее в части использования при учете большего числа параметров, полнее характеризую-

щих влияние неоднородности на нефтеотдачу пластов.

Учитывая, что характер и степень геологической неоднородности продуктивных пластов в основном являются следствием специфики условий осадконакопления последних, нами в процессе исследований было уделено большое внимание выявлению закономерностей в проявлении геологической неоднородности и установлению взаимосвязи выявленных закономерностей с условиями осадконакопления. На основе анализа фактического материала о строении продуктивных терригенных пластов по ряду нефтяных залежей месторождений платформенных областей были выявлены определенные закономерности в строении продуктивных пластов, которые также нашли отражение в характере и степени геологической неоднородности и соответствующей изменчивости параметров. Детальный анализ этих данных в совокупности с изучением литолого-фациальной и геотектонической характеристик нефтяных залежей позволил наметить определенные типы и группы пластов месторождений платформенных областей с различной их неоднородностью, причем группирование это предлагается проводить на генетической основе, что позволит, пользуясь методами геологической аналогии, прогнозировать тип неоднородности. Безусловно, предлагаемое группирование не может претендовать на полноту и завершенность, так как это, по существу, первая попытка классификации геологической неоднородности терригенных пластов по генетическому принципу. Поэтому авторы считают, что дальнейшие исследования в этом направлении должны быть направлены как на апробацию предлагаемых положений на других месторождениях и залежах, так и на дальнейшее усовершенствование методики группирования пластов по неоднородности, имея в виду выявление характера взаимосвязи между геологической неоднородностью и генезисом осадков. С учетом предлагаемого группирования намечен комплекс основных показателей, необходимых и возможных для оценки геологической неоднородности для пластов каждого типа, и рассмотрены методические вопросы, связанные с обработкой геолого-геофизических материалов при изучении неоднородности продуктивных пластов.

Таким образом, дальнейшие исследования в области изучения геологической неоднородности, на наш взгляд,

целесообразно проводить как в части усовершенствования методики учета ее, так и в направлении выявления закономерностей в ее проявлении, ибо только на базе геологического анализа можно прогнозировать уже на начальной стадии изучения нефтяных залежей неоднородность продуктивных пластов ожидаемого типа или вида.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Азаматов В. И. Исследование некоторых геолого-промысловых параметров, определяющих нефтеотдачу пласта (на примере Ромашкинского месторождения). Дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минерал. наук. Бугульма, ТатНИИ, 1964.
2. Бадьянов В. А. О количественной оценке пространственной выдержанности пластов на примере Ромашкинского месторождения. «Татарская нефть», 1960, № 12.
3. Бадьянов В. А. Изучение геологической неоднородности Ромашкинского нефтяного месторождения в связи с подсчетом запасов и разработкой. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минерал. наук, Бугульма, 1964.
4. Баишев Б. Т. Некоторые вопросы учета неоднородности пластов при проектировании и анализе разработки. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. М., ВНИИ, 1962.
5. Батурин Ю. Е. О построении корреляционной и структурной функции геолого-физических полей. ВНИИ, НТС по добыче нефти. М., изд-во «Недра», 1968, № 32.
6. Белов А. В. О распределении проницаемости в основных продуктивных горизонтах нефтяных месторождений Урало-Поволжья. «Геология нефти и газа», 1963, № 12.
7. Березин В. М. Нефтеотдача образцов песчаников девоня и угленосной свиты нижнего карбона Башкирии при вытеснении нефти водой. Тр. ВНИИ, вып. 24. М., Гостоптехиздат, 1958.
8. Борисов Ю. П., Воинов В. В., Рябинина З. К. Учет неоднородности продуктивных пластов при проектировании систем разработки. Ежегодник ВНИИ (Теория и практика добычи нефти). М., изд-во «Недра», 1964.
9. Борисов Ю. П., Воинов В. В., Рябинина З. К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М., изд-во «Недра», 1970.
10. Бреев В. А. и др. Оценка нефтеотдачи XIII—XVII горизонтов месторождения Узень. В сб. «Исследования в области нефтепромысловой геологии», вып. 4. М., ОНТИ ВНИИ, 1969.
11. Вахитов Г. Г., Султанов С. А., Ошитко В. М. Новый этап в разработке Ромашкинского нефтяного месторождения. Тр. ТатНИИ, вып. 8. Л., изд-во «Недра», 1965.

12. Вебер В. В. и др. Битумообразование в четвертичных осадках и генезис нефти. М., Гостоптехиздат, 1960.

13. Викторин В. Д. Приближенный метод количественной оценки прерывистости пласта и его использование для прогноза нефтотдачи. Тр. Перм. фил-ла Гипростокнефти, вып. 2, Пермь, Перм. книжн. изд-во, 1966.

14. Вистелиус А. Б. Проблемы математической геологии. № 12, 1962, № 7 и 12 1963. Новосибирск, изд-во Сибирского отд. АН СССР.

15. Воинов В. В. и др. Изучение неоднородности продуктивных пластов для целей проектирования системы разработки. Тр. Всесоюзного совещания по разработке нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1961.

16. Воинов В. В. Опыт использования математической статистики при изучении неоднородности продуктивных пластов. ВНИИ, НТС по добыче нефти, № 13. М., Гостоптехиздат, 1961.

17. Воинов В. В., Рябинина З. К. Изучение эффективной мощности как критерия неоднородности продуктивных пластов некоторых нефтяных месторождений. ВНИИ, НТС по добыче нефти, № 13. М., Гостоптехиздат, 1961.

18. Воинов В. В. и др. Изучение геологической неоднородности продуктивных пластов. ВНИИ, НТС по добыче нефти, № 14. М., Гостоптехиздат, 1961.

19. Воинов В. В. Опыт изучения прерывистости пласта по геологическим данным. Тр. ВНИИ, вып. 44. М., изд-во «Недра», 1966.

20. Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин. М., Гостоптехиздат, 1963.

21. Гиматудинов Ш. К. Изучение нефтотдачи неоднородных пористых сред. «Геология нефти и газа», 1962, № 8.

22. Гомзиков В. К. и др. Методика определения нижнего предела проницаемости промышленно-продуктивных коллекторов по геолого-промысловым данным. Тр. ВНИИ, вып. 54. М., изд-во «Недра», 1968.

23. Грязнов Н. К. Об основных принципах рациональной разработки, задачах и методике детальной разведки нефтяных месторождений. Тр. ВНИИ, вып. 9. М., Гостоптехиздат, 1956.

24. Дементьев Л. Ф. и др. Методика определения кондиций для подсчета запасов нефти на примере горизонта  $D_1$  одной из площадей Татарии. Тр. ВНИИ, вып. 36. М., Гостоптехиздат, 1962.

25. Дементьев Л. Ф. О понятии «геологическая неоднородность продуктивных пластов» и методах ее изучения. Тр. Перм. фил-ла Гипростокнефти, вып. 1. Пермь, Перм. книжн. изд-во, 1965.

26. Дементьев Л. Ф., Хитров Е. А., Орлов А. П. Характеристика макронеоднородности продуктивных пластов Яснополянского надгоризонта Пермской области. Тр. Перм. фил-ла Гипростокнефти, вып. 1. Пермь, Перм. книжн. изд-во 1965.

27. Дементьев Л. Ф., Хитров Е. А. Некоторые результаты изучения зависимости проницаемости от пористости. Тр. Перм. фил-ла Гипровостокнефти, вып. 1. Пермь, Перм. книжн. изд-во, 1965.

28. Дементьев Л. Ф. Оценка прерывистости продуктивного пласта. Тр. Перм. фил-ла Гипровостокнефти, вып. 2. Пермь, Перм. книжн. изд-во, 1966.

29. Дементьев Л. Ф., Хитров Е. А., Орлов А. П. Энтропия и неоднородность пласта. Тр. Перм. фил-ла Гипровостокнефти, вып. 2. Пермь, Перм. книжн. изд-во, 1966.

30. Дементьев Л. Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. М., изд-во «Недра», 1966.

31. Дементьев Л. Ф., Хитров Е. А., Рукавишников А. С. Характеристика микронеоднородности продуктивных пластов яснополянского надгоризонта Пермской области. Тр. Перм. фил-ла Гипровостокнефти, вып. 1. Пермь, Перм. книжн. изд-во, 1965.

32. Демущкин Ю. И. Определение нижнего предела проницаемости на примере продуктивного горизонта Б—VIII нефтяных месторождений Мегионского вала. «Нефтегазовая геология и геофизика». Текущая информация, 1969, № 16.

33. Длин А. М. Математическая статистика в технике. М., изд-во «Советская наука», 1958.

34. Дмитриев Е. Я., Мелик-Пашаев В. С. Зависимость разведки и разработки крупных нефтяных залежей от геологической неоднородности продуктивных пластов. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1963, № 9.

35. Долина Л. П., Иванчук Л. Ф. Об изменении границ продуктивных горизонтов юры месторождения Узень по материалам промысловой геофизики. Тр. ВНИИ, вып. 48. М., изд-во «Недра», 1967.

36. Дьяков Б. Ф. Геотектоническое районирование и прогноз нефтегазоносности Мангышлака. ВНИГНИ, вып. 218. М., Гостехиздат, 1963.

37. Желтов Ю. В., Кузнецов А. В. Неоднородность нефтеносных горизонтов и задачи ее изучения. В сб. «Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений». М., изд-во «Недра», 1969.

38. Желтов Ю. В., Кузнецов А. В. Виды неоднородности и вопросы методики ее изучения. В сб. «Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений». М., изд-во «Недра», 1969.

39. Жданов А. С. Использование данных ПС для изучения коллекторских свойств нижнемеловых отложений Прикумской нефтеносной области. «Нефтегазовая геология и геофизика». Текущая информация, № 1, 1970.

40. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология. М., Гостехиздат, 1962.

41. Журик И. В., Ругузов Л. А., Мартиросян В. Б. Особенности обводнения водоплавающей залежи IX пласта нижнего

мела месторождения Зимняя Ставка Ставропольского края. «Нефте-промысловое дело», 1969, № 6.

42. Загоруйко А. А. Изучение нефтегазовых залежей в терригенных коллекторах в связи с их разработкой (на примере залежей Бахметьевской площади). Дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минерал. наук. М., 1966.

43. Иванов А. В. Некоторые вопросы изучения физических свойств коллекторов и условий разработки XIII—XVIII продуктивных горизонтов месторождения Узень. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. Гурьев, 1964.

44. Иванова М. М. Нефтеотдача в условиях литологической неоднородности продуктивного горизонта. Тр. ВНИИ, вып. 24. М., Гостоптехиздат, 1959.

45. Ивин О. М. и др. К вопросу обоснования нижних пределов пористости и проницаемости промышленно-нефтеносных коллекторов на примере месторождений Куединского вала в Пермском Прикамье. Тр. Перм. фил.-ла Гипрвостокнефти, вып. 1. Пермь, Перм. книжн. изд-во, 1965.

46. Киченко Е. А. Изучение геологической неоднородности терригенных продуктивных отложений в связи с некоторыми вопросами рациональной разработки месторождений (на примере отложений нижнего карбона Ново-Хазинской площади Арланского нефтяного месторождения). Дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минерал. наук. М., 1966.

47. Климушин И. М., Степанов А. И. О некоторых закономерностях в изменении основных параметров коллекторов по площади на примере горизонта D<sub>IV</sub> Шпаковского месторождения. Тр. ВНИИ, вып. 43. М., изд-во «Недра», 1965.

48. Климушин И. М. К вопросу влияния геологической неоднородности пластов горизонта D<sub>IV</sub> Шкаповского месторождения на их нефтеотдачу. ВНИИ, НТС по добыче нефти, № 32. М., изд-во «Недра», 1968.

49. Ключарев В. С., Зубик И. Л. Определение потерь нефти в неоднородных пластах в зависимости от плотности размещения скважин. «Геология нефти и газа», 1964, № 7.

50. Ключарев В. С. Сравнительная оценка зональной неоднородности нефтяных пластов терригенной толщи нижнего карбона (на примере двух участков Арланского нефтяного месторождения). Тр. УфНИИ, вып. 18. М., изд-во «Недра», 1969.

51. Ковалев А. Г., Вашуркин А. И. О неоднородности нефтесодержащих коллекторов. Тр. ВНИИ, вып. 44. М., изд-во «Недра», 1966.

52. Ковалев В. С., Сазонов Б. Ф. Расчет процесса обводнения и нефтеотдачи залежи с учетом неоднородности пласта по проницаемости, пористости, нефтенасыщенности, полноты вытеснения, различия вязкости нефти и воды и фазовой проницаемости. Тр. Гипрвостокнефти, вып. 9. Куйбышев, Куйбышевск. книж. изд-во, 1965.

53. Коган Л. Г., Максимов М. И. Процесс разработки неоднородного по проницаемости месторождения при различном строении пласта. Тр. ВНИИ, вып. 40. М., Гостоптехиздат, 1963.
54. Коган Л. Г., Баишев Б. Т., Володина В. И. Влияние положения непроницаемых границ на показатели его разработки. Тр. ВНИИ, вып. 40. М., Гостоптехиздат, 1963.
55. Колганов В. И., Сургучев М. Л., Сазонов Б. Ф. Обводнение нефтяных скважин и пластов. М., изд-во «Недра», 1965.
56. Комаров В. Л. Оценка коллекторских свойств песчаных пластов по данным метода мощностей. Тр. УфНИИ, вып. 11. Уфа, Башкирск. книжн. изд-во, 1963.
57. Комаров В. Л., Голубев Ю. В. Зависимость коллекторских свойств песчано-алевролитовых пород девонских и нижнекаменноугольных отложений Западной Башкирии от их гранулометрической характеристики. Тр. УфНИИ, вып. 11. Уфа, Башкирск. книжн. изд-во, 1963.
58. Коробов К. Я., Глоговский М. М. К вопросу изучения неоднородности пласта по проницаемости. В сб. «Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа». М., изд-во «Недра», 1964.
59. Кочетов М. Н. и др. К методике количественной оценки изученности коллекторских свойств пластов. Тр. ВНИИ, вып. 45. М., изд-во «Недра», 1966.
60. Кочетов М. Н., Емельянов Н. Н. Выявление характера изменчивости параметров пластов при помощи корреляционных функций. Тр. ВНИИ, вып. 54. М., изд-во «Недра», 1968.
61. Кринари А. И. Новые данные о строении и коллекторских особенностях пород терригенной формации девона юго-восточной Татарии. Тр. совещания по проблеме нефтегазоносности Урало-Поволжья. М., изд-во АН СССР, 1956.
62. Крумбейн В. К., Слосс Л. Л. Стратиграфия и осадкообразование. М., Гостоптехиздат, 1960.
63. Крумбейн У., Грейбил Ф. Математические модели в геологии. М., изд-во «Мир», 1969.
64. Крылов А. П., Максимов М. М., Дорохов О. И. Изучение коллекторских свойств пласта  $D_1$  Бавлинского месторождения на электроинтеграторе ЭИ-С. «Нефтяное хозяйство», 1958, № 11.
65. Крылов А. П. и др. Исследование на электроинтеграторе ЭИ-С влияния неоднородности пласта на процесс разработки на примере пласта  $D_1$  Александровской площади. Тр. ВНИИ, вып. 32. М., Гостоптехиздат, 1961.
66. Крылов А. П., Корнилаев В. Н. К вопросу определения потерь нефти в пласте  $D_1$  Туймазинской площади в зависимости от плотности сетки скважин. ВНИИ, НТС по добыче нефти, № 14. М., Гостоптехиздат, 1961.

67. Крылов А. П. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1962.
68. Коцюбинский В. Л., Хатанова В. А., Телишев А. Г. Оценка неоднородности пластов на примере некоторых площадей Ромашкинского месторождения. Тр. ТатНИИ, вып. 8. Л., изд-во «Недра», 1965.
69. Кузнецов А. В. Закономерности распространения песчаников в литологически неоднородных нефтеносных горизонтах Волго-Уральской провинции. В сб. «Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений». М., изд-во «Недра», 1969.
70. Кузнецов А. В. О методике расчленения литологически неоднородных нефтеносных горизонтов и корреляции разрезов скважин. В сб. «Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений». М., изд-во «Недра», 1969.
71. Кукош Т. Г., Батурин Ю. Е. Изучение процесса продвижения фронта закачиваемой воды на одном из участков Ромашкинского месторождения. Тр. ТатНИИ, вып. 8. Л., изд-во «Недра», 1965.
72. Леворсен А. И. Геология нефти. М., Гостоптехиздат, 1956.
73. Лейбин Э. Л. Изучение распределений геолого-физических параметров продуктивных пластов (на примере пласта Б<sub>2</sub> месторождений Куйбышевской области). Тр. ВНИИ, вып. 34. М., Гостоптехиздат, 1962.
74. Лукомский Я. И. Теория корреляции и ее применение к анализу производства. М., Гостоптехиздат, 1958.
75. Лысенко В. Д. Учет неоднородности при проектировании разработки нефтяных залежей. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. Грозный, 1965.
76. Лысенко В. Д. О формуле коэффициента охвата заводнением. Тр. ТатНИИ, вып. 6. Л., изд-во «Недра», 1964.
77. Лысенко В. Д., Мухарский Э. Д., Хамзин Р. Г. О неоднородности продуктивных пластов. Тр. ТатНИИ, вып. 6. Л., изд-во «Недра», 1964.
78. Мамедов Г. А. и др. Нефтеотдача неоднородных пластов по данным экспериментальных исследований. «Нефтепромысловое дело», 1957, № 9.
79. Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., изд-во «Недра», 1965.
80. Математические методы в геологии. Доклады советских геологов на международном геологическом конгрессе. XXIII сессия. М., изд-во «Наука», 1968.
81. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. М., изд-во «Мир», 1969.

82. Мелик-Пашаев В. С. и др. Методика определения параметров залежей нефти и газа для подсчета запасов объемным методом. М., Гостоптехиздат, 1963.
83. Мелик-Пашаев В. С., Обухов О. К., Стасенков В. В. К вопросу типизации залежей нефти и газа в связи с изучением геологической неоднородности продуктивных пластов (на примере месторождений Краснодарского края). «Нефтегазовая геология и геофизика», 1966, № 9.
84. Мурадимов З. И., Шустеф И. Н. К вопросу статистического изучения мощностей пластов. ВНИИ, НТС по добыче нефти, № 24. М., изд-во «Недра», 1964.
85. Наливкин В. Д. Учение о фациях. М., изд-во АН СССР, 1956.
86. Низгурецкий Э. Д. Использование элементов теории случайных функций для оценки результатов геометризации месторождений. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. М., 1963.
87. Обухов О. К. Изучение выдержанности коллектора в связи с его неоднородностью для целей разработки месторождений. Тр. КФ ВНИИ, вып. 14. М., Гостоптехиздат, 1964.
88. Обухов О. К. О некоторых признаках неоднородности пласта, определяющих методику ее изучения. ВНИИ, НТС по добыче нефти, № 24. М., изд-во «Недра», 1964.
89. Обухов О. К., Дейнега Г. Н. О численной оценке степени неоднородности среды с применением электронных вычислительных машин. ВНИИ, НТС по добыче нефти, № 34. М., изд-во «Недра», 1968.
90. Оганджаниянц В. Г., Асланов Р. Т. Экспериментальное изучение влияния размещения скважин на вытеснение нефти из неоднородного пласта. Тр. ВНИИ, вып. 44. М., изд-во «Недра», 1966.
91. Оганджаниянц В. Г., Садчиков П. Б., Фазлыев Р. Т. Экспериментальное исследование вытеснения нефти водой из неоднородных систем. ВНИИ, НТС по добыче нефти, № 32. М., изд-во «Недра», 1968.
92. Пасько П. И. Особенности обводнения нефтяной залежи пласта Д<sub>1</sub> Туймазинского месторождения и методы контролирования продвижения контуров нефтеносности в процессе ее разработки. Тр. УфНИИ, вып. 18. М., изд-во «Недра», 1969.
93. Пилатовский В. П. О применении способа наименьших квадратов в построении карт наиболее вероятнейшего распределения геофизических и гидродинамических характеристик пласта. Тр. ВНИИ, вып. 36. М., Гостоптехиздат, 1962.
94. Пирсон С. Д. Учение о нефтяном пласте. М., Гостоптехиздат, 1961.
95. Портнов В. И., Ярославов Б. Р., Валеев Ш. И. Снятие профилей притока в скважинах, эксплуатируемых глубинно-насосным способом. «Нефтепромысловое дело», 1967, № 6.

96. Рухин Л. Б. Основы литологии. М., Гостоптехиздат, 1961.
97. Рухин Л. Б. Гранулометрический метод изучения песков. Л., изд-во ЛГУ, 1947.
98. Рябина З. К. Оценка влияния степени неоднородности пласта по проницаемости на характер зависимости дебита жидкости во времени. ВНИИ, НТС по добыче нефти, № 15. М., Гостоптехиздат, 1961.
99. Рябина З. К., Праведников Н. К. Методика гидродинамических расчетов определения динамики добычи нефти и воды с учетом неоднородности пласта по проницаемости при проектировании разработки нефтяных месторождений. Тр. ВНИИ, вып. 37. М., Гостоптехиздат, 1962.
100. Рябина З. К. О некоторых функциях распределения параметров, рекомендуемых для применения при изучении неоднородности продуктивных пластов. Тр. ВНИИ, вып. 37. М., Гостоптехиздат, 1962.
101. Сазонов Б. Ф. Учет прерывистости пласта при проектировании разработки нефтяных месторождений. Тр. Гипровостокнефти, вып. 12. Куйбышев, Куйбышевск. книжн. изд-во, 1969.
102. Саттаров М. М. О функциях распределения коэффициента проницаемости нефтяного пласта. Изв. вузов, «Нефть и газ», 1962. № 6.
103. Саттаров М. М. и др. Метод расчета коэффициента нефтеотдачи пласта. Тр. УфНИИ, вып. 14. Уфа, Башкирск. книжн. изд-во, 1965.
104. Саттаров М. М. и др. Проектирование разработки крупных нефтяных месторождений. М., изд-во «Недра», 1969.
105. Свищев Б. С., Юдин В. М., Базив В. Ф. Опыт интенсификации выработки запасов нефти путем создания дополнительного очага заводнения. «Нефтяное хозяйство», 1966, № 5.
106. Семин Е. И. Сравнительная оценка степени неоднородности эксплуатационного объекта  $D_1$  по крупнейшим месторождениям Татарии и Башкирии. Тр. ВНИИ, вып. 21. М., Гостоптехиздат, 1969.
107. Семин Е. И. Геологическая неоднородность нефтеносных пластов и некоторые способы ее изучения. Тр. ВНИИ, вып. 34. М., Гостоптехиздат, 1962.
108. Семин Е. И. Об учете неоднородности пластов по проницаемости при проектировании разработки нефтяных залежей. Тр. ВНИИ, вып. 42. М., изд-во «Недра», 1965.
109. Середницкий Л. М., Синяговский И. Н. О методике количественной оценки неоднородности по проницаемости. Тр. ВНИИ, вып. 44. М., изд-во «Недра», 1966.
110. Стасенков В. В., Шустеф И. Н., Мурадимов З. И. К вопросу о закономерностях в распределении некоторых параметров пласта (на примере месторождений Куйбышевской области). Тр. ВНИИ, вып. 43. М., изд-во «Недра», 1965.

111. Стасенков В. В. и др. О некоторых особенностях строения основных продуктивных пластов Новокахазинского месторождения. Тр. ВНИИ, вып. 44. М., изд-во «Недра», 1966.

112. Стасенков В. В., Жданов А. С., Мурадимов З. И. Некоторые вопросы разработки VIII пласта месторождения Зимняя Ставка Ставропольского края. «Нефтепромысловое дело», 1970, № 11.

113. Степанов А. И., Бреев В. А. К вопросу установления закономерностей в распространении песчаных коллекторов. Тр. ВНИИ, вып. 34. М., Гостоптехиздат, 1962.

114. Степанов А. И., Климушин И. М. Некоторые вопросы изучения геологической неоднородности продуктивных горизонтов и ее влияние на полноту выработки залежей. Тр. ВНИИ, вып. 43. М., изд-во «Недра», 1965.

115. Степин И. Г., Юдин Г. В. О доразведке нефтяных пластов при помощи гидродинамических исследований (гидроразведка). «Геология нефти и газа», 1962, № 3.

116. Страхов Н. М. Основы теории литогенеза. М., изд-во АН СССР, 1960.

117. Султанов С. А., Харьков В. А. Контроль за продвижением водо-нефтяного контакта и контуров нефтеносности. М., Гостоптехиздат, 1962.

118. Сургучев М. Л., Сазонов Б. Ф., Колганов В. И. Эффективность современных методов разработки нефтяных залежей. Куйбышев, Куйбышевск. книжн. изд-во, 1962.

119. Теодорович Г. И. Учение об осадочных породах (применительно к геологии нефти и газа). М., Гостоптехиздат, 1958.

120. Успенская Н. Ю., Табасаранский З. А. Нефтегазные провинции СССР. М., изд-во «Недра», 1966.

121. Хальд А. Математическая статистика с техническими приложениями. М., ИЛ. 1956.

122. Ханн А. А. Коллекторы нефти и газа месторождений СССР. М., Гостоптехиздат, 1962.

123. Хатчинсон К. А. Оценка и контроль неоднородности коллекторов. Перевод экспресс-информация. ВНИГНИ, сер. «Нефтепромысловое дело», № 31, реф. 209, 1960.

124. Хатчинсон К. А. Оценка неоднородности пласта и влияние ее на динамику добычи нефти. Перевод ГОСИНТИ, 1961.

125. Чернов Б. С., Базлов М. Н., Жуков А. М. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., Гостоптехиздат, 1960.

126. Чоловский И. П. Методы геолого-промыслового анализа при разработке крупных нефтяных месторождений. М., изд-во «Недра», 1966.

127. Швидлер М. И. Фильтрационные течения в неоднородных средах. М., Гостоптехиздат, 1965.

128. Шустеф И. Н. Исследование нефтеотдачи по залежам, находящимся в длительной эксплуатации, на примере месторождений Самарской Луки. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минерал. наук. М., ВНИИ, 1964.

129. Шустеф И. Н., Мурадимов З. И. О показателях неоднородности эксплуатационных объектов. Тр. Гипровостокнефти, вып. 9. М., изд-во «Недра», 1965.

130. Юрова М. П. Влияние геологической неоднородности на полноту выработки запасов нефти эксплуатационного объекта С<sub>1</sub> Радаевского месторождения. В сб. «Исследования в области нефтепромысловой геологии», вып. 4. М., ОНТИ ВНИИ, 1969.

131. Ярославов Б. Р. Об эффективности различных систем заводнения на Николо-Березовской площади Арланского месторождения. «Нефтяное хозяйство», 1969, № 4.

132. Codreanu D. Un critère pour l'évaluation de l'hétérogénéités gisements de pétrole à l'échelle centimétrique et régionale. Revue IFP, vol. XXIV, № 1, 1969.

133. Passaga K. Texture as characteristic of clastic deposition. Bull. Am. Ass. Petr. Geol., vol. 41, № 9, 1957.

134. Polasek L. A. and Hutchinson C. A. Characterization of non-uniformities within a sand-stone reservoir from a fluid mechanics standpoint. Seventh world petroleum congress. Proceedings, vol. 2, 1967.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
<b>Введение</b> . . . . .	3
<b>Современные представления и методы изучения геологической неоднородности пластов</b> . . . . .	6
Понятие геологической неоднородности и нефтепромысловой геологии . . . . .	6
Существующие методы изучения геологической неоднородности . . . . .	12
Применение вероятностно-статистических методов для обработки геолого-промысловых данных . . . . .	32
Показатели геологической неоднородности пластов . . . . .	49
<b>Изучение влияния особенностей геологического строения продуктивных пластов на характер и степень неоднородности</b> . . . . .	61
Взаимосвязь геологической неоднородности пластов с условиями осадконакопления . . . . .	61
Изучение закономерностей в залегании продуктивных пластов . . . . .	68
Изучение закономерностей в изменении коллекторских свойств продуктивных пластов . . . . .	74
Группирование залежей по степени геологической неоднородности продуктивных пластов . . . . .	79
Изучение зависимости между параметрами и показателями неоднородности пластов . . . . .	91
Изменение представлений о строении пластов и степени изменчивости отдельных показателей неоднородности в процессе эксплуатационного разбуривания залежей . . . . .	102
<b>Влияние геологической неоднородности продуктивных пластов на разработку нефтяных залежей</b> . . . . .	107
Особенности выработки запасов из неоднородных по разрезу пластов . . . . .	108
Влияние изменчивости коллекторских свойств по площади на выработку запасов нефти . . . . .	119
Об учете неоднородности пластов при разработке нефтяных месторождений . . . . .	124

<b>О методике изучения геологической неоднородности для целей разработки нефтяных месторождений</b> . . . . .	130
Выбор объекта изучения геологической неоднородности и необходимость детализации разреза продуктивных пластов . . . . .	130
Комплекс показателей, необходимых для оценки геологической неоднородности в процессе проектирования и анализа разработки нефтяных залежей . . . . .	134
Примеры обработки геологических данных при изучении неоднородности продуктивных пластов с целью учета при разработке нефтяных месторождений . . . . .	137
Сравнительная оценка степени геологической неоднородности продуктивных пластов нефтяных месторождений Советского Союза . . . . .	145
<b>Заключение</b> . . . . .	153
<b>Литература</b> . . . . .	156

*Стасенков Владимир Владимирович,  
Климушин Иоллий Михайлович,  
Бреев Владимир Александрович*

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ  
НЕОДНОРОДНОСТИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Редактор издательства *Е. И. Латухина*  
Техн. редактор *А. Г. Иванова*  
Корректор *А. А. Сивакова*

---

Сдано в набор 22/IX 1971 г. Подписано в печать  
24/XI 1971 г. Т-19334. Формат 84×108<sup>1</sup>/<sub>32</sub>. Печ. л. 5,5  
с вкл. Усл. печ. л. 9,24 Уч.-изд. л. 8,73 в т.ч.  
1 вкл. 0,13. Бумага № 2 Индекс 1-4-1  
Заказ № 1650/183-6 Тираж 1300 экз. Цена 88 коп.

---

Издательство «Недра».  
Москва, К-12, Третьяковский пр., д. 1/19.  
Типография № 32 Главполиграфпрома.  
Москва, Цветной бульвар, 26

3

88 коп.

159

НЕДРА 1972