

**ГЕОЛОГИЯ
И
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
ВОСТОЧНОЙ
СИБИРИ
И ДАЛЬНЕГО
ВОСТОКА**

ИЗДАТЕЛЬСТВО *НАУКА*

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Институт геологии и разработки горючих ископаемых

553,98

ГЕОЛОГИЯ
И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ
И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

1628



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»
Москва 1975



Сборник состоит из двух разделов. В первом разделе содержатся статьи, посвященные геологическому строению, перспективам нефтегазоносности и тектонике отдельных районов Сибирской платформы, с конкретными рекомендациями дальнейших поисково-разведочных работ.

Во второй раздел сборника включены статьи, посвященные связи стадии категенеза и палеотемператур с нефтегазоносностью Северного Сахалина и перспективам нефтегазоносности в его прибрежной части.

В большинстве статей дается характеристика складчатых структур осадочного чехла. Не все положения, развиваемые в этих статьях, могут быть приняты, иногда они дискуссионны, но это не снижает их научной и практической ценности.

Ответственные редакторы:

Член-корр. АН СССР *М.И. Варенцов*,
член-корр. АН СССР *К.Р. Чепиков*

ВВЕДЕНИЕ

Темпы развития нефтедобывающей промышленности СССР обуславливались открытиями в разные периоды новых нефтегазоносных провинций и районов.

В 20—30-х годах уровень добычи определялся нефтяными ресурсами Кавказа и не превышал 33 млн. т в год. После Великой Отечественной войны в связи с открытием новой Волго-Уральской нефтегазоносной провинции добыча нефти в стране стала резко возрастать, и к 1973 г. она приблизилась к 491 млн.т., в том числе по Волго-Уралу добыто 215 млн. т.

Открытие в 60-х годах нефтегазоносного бассейна в Западной Сибири создало реальные возможности для дальнейшего резкого увеличения нефтедобычи в стране, причем добыча нефти в Западной Сибири возросла с 1 млн. т в 1965 г. до 116,2 млн. т в 1974 г.

Открытие новых районов и месторождений в Западной Сибири (Самотлорское, Усть-Балыкское, Советское, Мамонтовское и др.), а также в Волго-Уральской провинции, на Украине, в Белоруссии, на Кавказе, в Казахстане и Средней Азии позволило увеличить за прошедшее пятилетие запасы нефти в стране, что создало реальные возможности для дальнейшего ускоренного развития нефтедобывающей промышленности.

Вместе с тем потребность страны в нефти из года в год возрастает. Уже в 1975 г. планируется поднять уровень добычи нефти до 480—500 млн. т. А в последующее пятилетие добыча будет увеличиваться. Выполнение такой напряженной программы не может быть обеспечено выявленными запасами в пределах разрабатываемых районов, включая Западную Сибирь, а также потенциальными возможностями этих районов. В настоящее время требуются большие усилия нефтеразведчиков страны для открытия новых крупных нефтегазоносных районов и провинций. Помимо морских акваторий наиболее высоко оцениваются перспективы нефтегазоносности еще слабо изученной территории Сибирской платформы.

Ряд ученых научно-исследовательских институтов Министерства геологии СССР и СО АН СССР к перспективным площадям Восточной Сибири относят более 3 млн. км², что составляет около 30% общей площади перспективных земель Советского Союза.

Общая же площадь земель Восточной Сибири и Дальнего Востока, перспективных для поисков нефти и газа, превышает 4,2 млн. км², что составляет около 40% всей соответствующей площади СССР.

В пределах Восточной Сибири выделяется несколько, возможно, нефтегазоносных провинций и областей.

Промышленная нефтегазоносность в Восточной Сибири установлена пока в Лено-Вилюйской (Якутская АССР) и Ангаро-Ленской (Иркутская область) впадинах и Усть-Енисейском прогибе (Красноярский край). На обширной территории Тунгусской синеклизы отмечены лишь нефтегазопроявления. Перечисленные районы характеризуются различным геологическим строением и разными нефтегазоносными комплексами.

На Дальнем Востоке пока единственным нефтегазодобывающим районом является о. Сахалин. Этим определяется большое экономическое значение сахалинской сырьевой базы для развития нефтедобывающей промышленности в этом районе.

В настоящее время на Сахалине разведан ряд газонефтяных месторождений. Все они в основном многопластовые, небольших размеров, с весьма сложным геологическим строением.

Промышленные запасы нефти и газа Сахалина связаны преимущественно с неогеновыми отложениями, из них 82% приурочено к верхнему миоцену и 18% — к среднему миоцену. Около 90% запасов выявлено на глубинах до 2000 м. Распределение нефтегазоносности по разрезу и изменение суммарных мощностей коллекторов, благоприятных для нефтегазонакопления, указывают на то, что основные перспективы открытия новых месторождений связаны с верхнемиоценовыми отложениями. К возможно нефтегазоносным относятся палеогеновые и меловые отложения Южного Сахалина; мощность последних изменяется от 5 до 7 км.

Многие выводы и положения, изложенные в статьях сборника, новы и убедительно аргументированы.

Статьи, вошедшие в сборник, внесут существенный вклад в познание геологии и нефтегазоносности территории Восточной Сибири и Дальнего Востока.

М.И. Варенцов, К.Р. Чепиков

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Б.В. Корнев, Ю.С. Кувькин

К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АНГАРО-ЛЕНСКОГО РАЙОНА

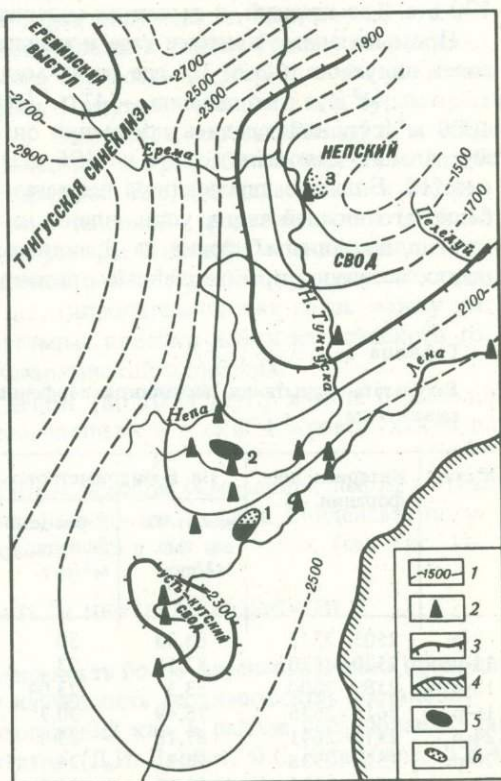
Первые рекомендации по поискам нефтяных и газовых месторождений на территории Сибирской платформы в кембрийских отложениях были даны в 1932 г. Н.С. Шатским. Полученный в те же годы В.М. Сенюковым приток непромышленной нефти на р. Толба в структурной скважине из нижнекембрийских отложений блестяще подтвердил прогноз Н.С. Шатского. Получение нефти на р. Толба придало исключительную актуальность проблеме нефтегазоносности не только Якутской АССР, но и Иркутской области, где отложения нижнего кембрия развиты особенно широко.

Промышленные притоки нефти, полученные в 1962 г. на Марковской площади, а затем в 1971 г. на Ярактинской площади, а также притоки газа на Преображенской и Братской площадях позволяют по-новому оценить перспективность нижнекембрийских отложений на юге Сибирской платформы.

Этими открытиями начался новый этап в поисках и разведке месторождений нефти и газа в пределах Иркутского амфитеатра, в частности в северной части Ангаро-Ленского района.

За последние пять-шесть лет (1968–1972) поисково-разведочные работы в северной части Ангаро-Ленского района проводились и проводятся на ряде площадей: Марковской, Северо-Марковской, Криволюкской, Ярактинской, Преображенской, Казаркинской, Усть-Кутской, Южно-Усть-Кутской, Илимской, Непской, Братской и др. (см. рисунок).

Чтобы определить направление нефтегазопоисковых работ на юге Сибирской платформы с целью ориентирования их на



Схематическая структурная карта Приленского района по поверхности фундамента (по материалам глубинного бурения с учетом сейсмо- и электроразведки)

1 — изогипсы поверхности фундамента (в м); 2 — глубокие скважины; 3 — границы крупных тектонических элементов; 4 — границы распределения нижнекембрийских отложений; 5 — нефть; 6 — газ

Месторождения (цифры на карте): 1 — Марковское (газонефтяное), 2 — Ярактинское (нефтяное), 3 — Преображенское (газовое)

более перспективные площади, необходим всесторонний анализ полученных к настоящему времени данных о прямых признаках нефтегазоносности, о геохимических и гидрохимических показателях пород и вмещающих флюидов, а также характера распределения коллекторов и покрышек. Ниже мы остановимся на характеристике этих показателей.

ПРЯМЫЕ ПРИЗНАКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Проведенными работами установлена региональная нефтегазоносность нижнекембрийских отложений на юге Сибирской платформы. При оценке перспектив нефтегазоносности исследуемый район расценивается как наиболее перспективный. За период с 1962 по 1973 г. выявлена промышленная нефтегазоносность нижнекембрийских отложений в широком стратиграфическом диапазоне.

В терригенном комплексе нижнекембрийских отложений (нижнемотская подсвета) промышленные притоки газа и конденсата получены в 12 скважинах на Марковской площади, нефти — в семи скважинах на Ярактинской площади, газа — в трех скважинах на Братской и в одной скважине на Преображенской площади. Основная газоконденсатная залежь на Марковской площади выявлена в кровле нижнемотской подсветы в песчаниках парфеновского горизонта (табл. 1). Запасы газа в пределах изученной части залежи определяются в 14–15 млрд. м³.

Залежь не оконтурена ни с северо-востока, ни с юго-запада, и есть реальная возможность для значительного прироста запасов газа.

Абсолютно свободные дебиты газа на Марковской площади достигали 500 тыс. м³/сут., конденсата до 35 м³/сут.

Залежь парфеновского горизонта отличается сложным строением вследствие значительных изменений коллекторских свойств песчаников по площади. В целом в пределах месторождения выделяются три промышленно продуктивных участка, разделенных между собой всеширокой полосой слабопроницаемых песчаников. Платовое давление в пределах всех участков залежи одинаковое и составляет 268–270 ата. Газ жирный, с высоким содержанием конденсата (до 300 см³/м³) и гелия.

Промышленные притоки газа и конденсата из песчаников марковского горизонта получены в скв. 15, где на 16-миллиметровом штуцере дебит газа достигал 150 тыс. м³/сут., конденсата — 41 м³/сут. Незначительные притоки газа до 1000 м³/сут. наблюдались также при опробовании скв. 16. Судя по значительному падению давления (с 270 до 196 ата), эта залежь локализуется в районе скв. 15. Большие перспективы нефтегазоносности терригенного комплекса, особенно его нижней части, установлены на Непском и Братском сводовых поднятиях, где, по данным бурения, на Ярактинской, Преображенской и Братской площадях получены промышленные притоки нефти, газа и газоконденсата (табл. 2).

Таблица 1

Результаты испытания песчаников парфеновского горизонта по продуктивным скважинам

№ скв.	Интервал перфорации, м	На 6-миллиметровом штуцере			Абсолютно свободный дебит газа, тыс. м ³ /сут.	Р _{пл} , ата	Т _{пл} , °С	К, мдари (по промысловым данным)
		дебит газа, тыс. м ³ /сут.	дебит конденсата, м ³ /сут.	конденсатность, см ³ /м ³				
9-р	2503–2523	88,33	30	340	280	260	31	8,3
11-р	2520–2530	82,18	23	280	229	274,5	33	12,08
13-р	2589–2600	83,3	23,04	276,5	432	275,5	34	3,78
16-р	2616–2636	75,49	30,7	407,5	547,5	275,5	35	5,17
24-р	2615–2641	87,18	23,4	268	261,5	270,5	33	3,7
28-р	2520–2538	96,7	24	200	526	268	36	8,55
41-р	2683–2716	63,15	21,6	342	364,5	265	35	3,98

Таблица 2

Результаты испытания песчаников парфеновского и подпарфеновского горизонтов по продуктивным скважинам

№ скв.	Интервал опробования		Диаметр штуцера, мм	Дебит				Р _{пл'} ата
	глубина, м	абсолютная от- метка, м		газ, тыс. м ³ /сут.	нефть, т/сут.	конден- сат, м ³ /сут.	вода, м ³ /сут.	
Ярактинская площадь								
1-Н	1160-1175	-695,8-710,8	—	—	4,5	—	—	—
6	2656-2702	-2128,7-2174,7	ИП	5	—	—	2,5	—
8	2612-2617	-2138,2-2143,2	10	11	120	—	—	247
9	2607-2615	-2139,6-2147,6	—	—	5,5	—	0,5	253
11	2638-2650	-2127,6-2139,6	11	23	17	—	—	254
16	2685-2687	-2154-2156	10	—	132	—	—	—
16	2670-2685	-2139-2154	10	16,5	156	—	—	254
10	2610-2619	-2151,2-2160,2	}	—	2,6	—	—	254
10	2593-2606	-2134,2-2147,2						
Преображенская площадь								
106	1649-1700	-1352-1390	10,9	60	—	—	—	—
Братская площадь								
8	3315-3350	-2757-2792	20	182	—	9	—	325

Огромные перспективы нефтегазоносности следует связывать с западными и южными участками района, где будет происходить выклинивание ушаковских отложений.

В галогенно-карбонатном комплексе промышленные притоки нефти и газа выявлены в осинском, балыхтинском горизонтах и ангарской свите. В осинском горизонте промышленные притоки нефти получены на Марковской площади, а газа — на Илимской. Запасы газовой залежи в районе Илимской площади не обнаружены. Нефтяная залежь осинского горизонта на Марковском месторождении прослежена на значительной площади. Предполагается, что она будет проследиваться и к югу от разведанного участка. Ожидается, что запасы нефти в пределах этого месторождения будут значительны, но его разработка нерентабельна без эффективной методики интенсификации притока. Так, большие притоки нефти (50-1000 т/сут.) приурочены к узкой зоне высокой трещиноватости (скв. 1, 8, 49), имеющей незначительные запасы нефти. На большей части площади притоки нефти из осинского горизонта составляют 1-6 м³/сут. По продуктивности всю залежь можно разделить на четыре участка, гидродинамическая связь между которыми ощущается весьма слабо. Незначительные притоки нефти из осинского горизонта получены на Криволукской и Казаркинской площадях.

Из балыхтинского горизонта приток нефти (до 10 м³/сут.) вместе с рассолом наблюдался только в скв. 28 Марковской площади и в скв. 1 Криволукской площади.

В ангарской свите промышленный приток тяжелой осмоленной нефти получен в скв. 1 на Непской площади. Незначительные притоки газа и конденсата получены на Южно-Усть-Кутской и на Марковской (скв. 5) площадях (см. рис. 1).

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Геохимические показатели дают возможность более целенаправленно проводить нефтегазопроисследовательские работы. Детальная изученность геохимической обстановки осадконакопления нижнекембрийских отложений как в районе исследований, так и в остальной части Иркутского амфитеатра (Д.И. Дробот, В.С. Карпышев, В.В. Самсонов, З.А. Акульчева, Г.Б. Сальман, Ю.И. Пиковский, А.И. Горячев и др.) позво-

ляет нам ограничиться лишь рассмотрением качественной характеристики рассеянного органического вещества (РОВ) как по площади, так и по разрезу осадочного чехла.

Терригенные отложения нижнемотской подсвиты отличаются наиболее высоким содержанием органического углерода ($C_{орг}$), в среднем составляющего 0,5–0,6%. Максимального значения $C_{орг}$ достигает в осадках песчано-аргиллитовой литофации (Марково, Яракта, Преображенка, Кривая Лука, Киренск), несколько понижаясь в доломито-аргиллитовой и аргиллито-песчаниковой литофациях (до 0,44–0,47%, с. Усть-Кут). В отложениях средне-верхнемотской подсвиты $C_{орг}$ относительно равномерно размещен по площади исследования и его количество в среднем составляет 0,2–0,3% (Дробот и др., 1967). Более низкие значения $C_{орг}$ (0,1–0,2%) зафиксированы в отложениях галогенно-карбонатного комплекса. Среди отложений этого комплекса наиболее значительно обогащены $C_{орг}$ мощные пачки карбонатных пород (осинский, балыхтинский и другие горизонты).

В распределении $C_{орг}$ среди литологических разностей пород терригенного комплекса наблюдается следующая зависимость. В интервалах разрезов с относительно равномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников $C_{орг}$ среди пород распределен равномерно, а в ряде случаев наблюдается значительное обогащение им песчаников и алевролитов. Мощные аргиллитовые пачки (25–40 м) восстановительных фаций, как правило, характеризуются аномально высоким значением $C_{орг}$ (1–2%), особенно в верхних участках. В подошвенной части пачек аргиллиты заметно обогащены органическим веществом, особенно если они подстилаются песчаниками (Дробот и др., 1967). В отложениях сульфатно-галогенно-карбонатного комплекса наиболее богаты $C_{орг}$ глинистые доломиты и известняки.

Минимальные значения $C_{орг}$ зафиксированы в сульфатно-карбонатных осадках. Промежуточное положение занимают относительно чистые разности доломитов и известняков.

Как показали исследования последних лет (Дробот и др., 1970), основными факторами, контролирующими площадную дифференциацию в распределении $C_{орг}$, являются геохимические условия среды бассейна седиментации и характер распределения литофациальных зон. Главной особенностью качественного состава РОВ района исследований можно считать высокое содержание растворимых компонентов, которое в терригенных отложениях в среднем составляет 9–20%, а в карбонатных — 10–45%.

Среди растворимых компонентов в большинстве случаев резко преобладают хлороформенные битумоиды. Отношения ХБ к СПБ составляет 1,5–20.

По этим показателям район резко отличается от окружающих площадей, что указывает на широкое развитие здесь аллохтонной битуминизации в породах осадочного чехла. Подтверждением этому служит и качественный состав хлороформенных битумоидов. В их компонентном составе обычно преобладают масла (60–80%) при подчиненном содержании смол и особенно асфальтенов (2–5%). Компонентный состав сингенетических битумоидов характеризуется пониженным значением масел (18–25%) и высоким содержанием смол и асфальтенов. Промежуточное положение занимают смешанные битумоиды. Заметных различий в качественном составе рассеянного органического вещества терригенных и карбонатных осадков не установлено. Это позволяет предполагать, что процессы нефтегазообразования протекали с одинаковой степенью интенсивности среди пород различного литологического состава (табл. 3 и 4). Таким образом, в осадочном разрезе нижнего кембрия потенциально нефтепроизводящими могут считаться как терригенные (песчаники, алевролиты, аргиллиты), так и карбонатные (доломиты, известняки и их переходные разности) отложения, формировавшиеся в благоприятных геолого-геохимических условиях.

Таблица 3

Качественный состав аллохтонных битумоидов пород позднего и нижнего кембрия Иркутского амфитеатра

Комплекс	Порода	Компонентный состав ХБ "А"				Элементарный состав ХБ "А"		
		масла	смолы		асфальтены	С	Н	O+N+S
			бензольные	спиртобензольные				
Терригенный	Песчаник	91 (2)	2,2	2,7	4	84,5	12,88	2,62
	Алевролит	92 (3)	2,4	1,8	3,8	85,64	12,85	1,51
Галогенно-карбонатный	Доломит	92	4	2	2	84,45	13,96	1,29
	Песчанистый доломит	78,89		16,36	7,12	85,86	12,29	1,466

Примечания. 1. В табл. 3 и 4 в скобках указано количество образцов. 2. Анализы, приведенные в табл. 3 и 4, проводились в ВостСибНИИГГиМС.

Аллохтонные битумоиды в основном встречаются в песчаниках и алевролитах, а также в наиболее пористых и трещиноватых разностях карбонатных пород.

Для района исследований характерно и наиболее высокое содержание в породах хлороформенных битумоидов, которое, по данным экстракции, колеблется от 0,02 до 0,3. Среди хлороформенных битумоидов широко развиты битумоиды третьей совокупности, составляющие 50–80% всех случаев. Битуминологическими исследованиями было установлено (Дробот и др., 1967), что характер распределения хлороформенных битумоидов в разрезе нижнего кембрия Иркутского амфитеатра в основном контролируется палеотектоническим развитием района. Максимальное содержание хлороформенных битумоидов наблюдается в пределах древних палеоподнятий. Участки интенсивного погружения, наоборот, обеднены хлороформенными битумоидами, несмотря на обогащение пород органическим веществом.

Такая же закономерность наблюдается и при рассмотрении качественного состава битумоидов. С зонами древних поднятий связаны наиболее восстановленные хлороформенные битумоиды, характеризующиеся высоким содержанием масел, обогащенных метано-нафтеновыми углеводородами. В древних впадинах в составе битумоидов преобладают смолисто-асфальтеновые компоненты.

Рассмотренные выше условия предопределили качественный состав рассеянного органического вещества и максимальную концентрацию хлороформенных битумоидов в породах в районе исследований, который на протяжении всего нижнего палеозоя представлял собой приподнятую зону, что отчетливо фиксируется по анализу мощностей.

Приведенные данные позволяют рассматривать район исследований как главную зону нефтегазоаккумуляции. Обобщение геохимических материалов в целом по Иркутскому амфитеатру для терригенных отложений нижнего кембрия (Дробот и др., 1970) разрешило в какой-то мере определить основные пути миграции углеводородов, размещения зон нефтегазоаккумуляции и нефтегазообразования.

Зонами нефтегазообразования явились древние впадины: Саяно-Енисейская, Прибайкальская и др.

Главными зонами нефтегазоаккумуляции оказались центральная и северо-восточная части Иркутского амфитеатра, в которых район исследований занимал наиболее высокое структурное положение. По комплексу геохимических показателей изучаемую территорию следует рассматривать как наиболее перспективную, характеризующуюся высокой плотностью запасов углеводородов на 1 км². По предва-

Таблица 4

Среднее содержание и качественный состав автохтонных ХБ "А" поздние и нижне-

Комплекс	Порода	Содержание ХБ "А"		масла
		в породах, %	в среднем для комплекса, %	
Нижнемотский	Песчаник	0,003–0,017	0,014	33,32 (3)
		0,01 (21)		
	Алевролит	0,003–0,023		28,58 (5)
		0,012 (10)		
	Аргиллит	0,004–0,056		29,99 (3)
		0,016 (25)		
Ушаковский	Песчаник	0,003–0,018	0,013	18,38 (2)
		0,016 (12)		
	Алевролит	0,005–0,023		30,73 (3)
		0,013 (16)		
	Аргиллит	0,002–0,017		31,70 (2)
		0,012 (15)		
Гелогенно-карбонатный	Доломит	0,002–0,013	0,01	35,53
		0,01 (13)		

рительным подсчетам прогнозных запасов, проведенным объемногенетическим методом, их плотность в районе изменяется от 50 до 150 тыс.т/км².

Максимальная плотность запасов приурочена к древнему Непскому своду и его склонам.

КОЛЛЕКТОРЫ И ПОКРЫШКИ

Важным моментом в оценке нефтегазоносности территории является изучение основных пород-коллекторов, где могут скопиться нефть и газ, и покрышек, препятствующих разрушению сформировавшихся залежей. Для района исследования изучение этих параметров приобретает наиболее важное значение в связи с наметившейся резкой изменчивостью коллекторских свойств пород по площади. В районе развиты два типа пород-коллекторов: 1) поровые, развитые в основании разреза нижнего кембрия, представленные пластами песчаников; 2) порово-трещинные и каверно-трещинные, встречающиеся в отложениях галогенно-карбонатного комплекса, представленные карбонатными породами.

К настоящему времени в осадочном чехле района выявлено шесть основных пластов-коллекторов (безымянный, марковский, парфеновский, осинский, балхтинский и бильчирский), с которыми на тех или иных площадях были связаны промышленные притоки нефти и газа.

Спорадически нефтегазопоявления отмечались в доломитах верхнемотской подсвиты и в известняках бельской свиты.

Пласты-коллекторы терригенных отложений

В терригенных отложениях нижнемотской подсвиты выделены безымянный, марковский и парфеновский пласты-коллекторы.

Безымянный горизонт залегает непосредственно на породах фундамента и имеет изменчивую мощность от 0 до 30 м. Горизонт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Наибольшее распространение песчаников от-

брийских отложений Иркутского амфитеатра

Компонентный состав ХБ "А"			Элементарный состав ХБ "А"		
смолы		асфальтены	С	Н	О + N + S
бензольные	спиртобензольные				
20,38	32,80	13,60	75,12 (2)	11,04	13,84
15,94	39,52	15,96	76,88 (1)	12,17	10,95
12,11	43,09	14,91	75,33 (3)	11,36	13,01
17,95	36,05	27,62	72,71 (6)	10,61	16,68
14,55	38,64	16,11	73,06 (10)	10,50	16,44
15,09	36,22	18,99	75,60 (7)	11,15	13,25
12,28	31,92	20,32	77,5 (2)	10,0	12,5

мечается вблизи выступов фундамента. При удалении от них песчаники замещаются глинистыми разностями. Песчаники отличаются плохой сортировкой и различной степенью цементации. Приведенные показатели в целом определяют изменения коллекторских свойств песчаников по площади.

Наиболее хорошими коллекторскими свойствами обладают песчаники безымянного горизонта на Криволукской площади. Их открытая пористость изменяется от 2,5 до 14,5%, а проницаемость — от 0,2 до 28 мдарси.

Здесь же из песчаников горизонта получены притоки высокоминерализованных пластовых рассолов. Развиты песчаники также на отдельных участках Марковской площади, но в связи с высоким содержанием цементирующего глинистого материала их проницаемость равна нулю. К западу и северу от Марковской площади песчаники горизонта выпадают из разреза (Казаркинская, Усть-Кутская и Северо-Марковская площади).

Марковский горизонт залегает выше базальных песчаников и отделен от них 10–15-метровой пачкой аргиллитов. В ряде мест глинистая перемычка между горизонтами отсутствует (скв. 15 Марково). Горизонт характеризуется резкой фациальной невыдержанностью. Отмечается размещение песчаников по площади в виде крупных и мелких линз. Пористость колеблется от 3–5 до 20%, проницаемость — 0–10, иногда 20 мдарси.

К северу от Марковской площади при приближении к своду Непского поднятия наблюдается улучшение коллекторских свойств песчаников горизонта (см. рисунок). Здесь же отмечается фациальное замещение аргиллитовой пачки, разделяющей марковский и парфеновский горизонты, песчаниками. Суммарная мощность песчаников в этой части разреза по Северо-Марковской скв. 1 достигает 36 м (марковский горизонт выделяется условно в основании разреза). Открытая пористость песчаников достигает 17,8%, проницаемость — 891 мдарси (при средней пористости 13% и проницаемости 206 мдарси). Ожидается, что песчаники будут развиты как в сводовой части поднятия, так и по его склону, что представляет огромный интерес для развития здесь нефтегазопроисковых работ.

Парфеновский горизонт залегает в кровле нижнемотской подсвиты и регионально распространен в пределах Иркутского амфитеатра. В районе исследова-

ний по материалам глубокого поискового бурения выявлена фациальная невыдержанность горизонта по площади.

Наиболее широко песчаники развиты на Марковской, Южно-Усть-Кутской, Хребтовской и Братской разведочных площадях. Полоса песчаников в западной части района, по-видимому, протягивается непрерывно в сторону Присяянья.

В районе пос. Марково песчаники залегают в центральной части площади, образуя полосу шириной до 10 км, вытянутую в северо-восточном направлении. Полоса песчаников прослежена на расстоянии 20–25 км и не оконтурена ни с юго-запада, ни с северо-востока. К юго-востоку песчаники замещаются аргиллитами, алевролитами, а затем и доломитами. Отдельные пласты песчаников прослежены на Криволюкской, Казаркинской и Усть-Кутской площадях. Мощность песчаной части горизонта в Приленском районе изменяется от 0 до 17 м, возрастая в сторону деревень Скокнино и Касьянки до 40 м. Эффективная мощность песчаников обычно не превышает 2–10 м. Песчаники продуктивной части горизонта имеют пористость 9–18% и проницаемость от 10 до 800 мдарси. В целом коллекторские свойства песчаников горизонта изменяются в широких пределах.

Приведенные выше материалы свидетельствуют о резком изменении условий осадконакопления терригенных отложений нижнемотской подсвиты, которыми в основном определяются площади развития песчаников и изменение их коллекторских свойств.

Песчаники безымянного и марковского горизонтов и разделяющих их пачек, по-видимому, формировались в районе за счет сноса обломочного материала с внутренних областей питания, располагающихся севернее Усть-Кута и Маркова (возможно, в своде Непского поднятия), и местных источников — выступов кристаллического фундамента. Доказательством может служить выявленное закономерное возрастание роли песчаников в разрезе подсвиты к своду Непского поднятия и погребение их состава.

Формирование парфеновских песчаников происходило, видимо, в условиях, когда внутренняя область питания была значительно сnivelирована и перекрыта морем. Основной снос обломочного материала происходил с Восточно-Саянского нагорья. Наибольшее распространение песчаники получили в участках палеоподнятий, где создавались благоприятные условия для транспортировки песчаных частиц под действием волн. Такими участками явились районы Братска, Хребтовой и Южного Усть-Кута. В Приленском районе, по-видимому, определенное воздействие на формирование парфеновских песчаников оказали местные источники сноса — выступы фундамента и наличие подводных течений.

Несколько слов следует сказать об ушаковских отложениях, которые, по имеющимся геолого-геофизическим материалам, широко развиты к югу и западу от района исследования. Максимальный интерес в ушаковских отложениях будет представлять зона их выклинивания, где формировались прибрежные осадки и предполагается значительное обогащение разреза песчаниками.

Карбонатные порово-трещинные пласты-коллекторы

В галогенно-карбонатном комплексе нижнего кембрия в районе выделены осинский, балыхтинский и бильчирский пласты-коллекторы, из которых получены промышленные притоки нефти и газа на Марковской, Непской и Илимской площадях. Эти горизонты регионально развиты по всему Иркутскому амфитеатру. Более редкие нефтегазопроявления отмечались из карбонатных пород мотской и бельской свит (Марково, скв. 9, 49 и др.). Интенсивные водопроявления наблюдались из карбонатных отложений литвинцевской свиты среднего кембрия (Марково, Казарка, Усть-Кут и др.). Все пласты-коллекторы представлены доломитами или доломитизированными известняками и характеризуются общностью строения. К настоящему времени в районе наиболее детально изучены коллекторские свойства пород осинского горизонта. Другие горизонты охарактеризованы по весьма ограниченному числу образцов.

Осинский горизонт приурочен к основанию разреза усольской свиты и в районе представлен доломитизированными известняками и доломитами, в различной степени известковистыми. Породы нередко органогенные. В верхней части разреза наблюдаются пласты сульфатных, сульфатно-карбонатных пород и каменной соли. Мощность горизонта изменяется от 65 до 95 м. Наиболее высокие мощности горизонта наблюдаются в западной части района. По типу коллектор относится к порово-трещинному и каверно-трещинному. Открытая пористость пород изменяется в широких пределах — от 0,5—1 до 10—12%.

Исследованиями лаборатории физики пласта (ВостСибНИИГГиМС и ВСГУ) выявлено, что высокая пористость (4—10%) наблюдается в строматолитовых известняках и доломитах. Галогенные карбонатные породы имеют низкую емкость (1,5—3%). Каких-либо закономерных изменений пористости пород горизонта по площади не наблюдается. Более резко по площади изменяется проницаемость карбонатных пород, обусловленная разной степенью их трещиноватости. Для карбонатных пород района, как и для Иркутского амфитеатра в целом, определяющим показателем их коллекторских свойств служит интенсивность развития трещин. Этим фактором обусловлена резкая изменчивость дебитов нефти на Марковской и других площадях. Густота трещин в породах горизонта зависит как от их литологии, так и от тектонических и седиментационных факторов. Отмеченные закономерности полностью приемлемы и для характеристики других карбонатных продуктивных горизонтов нижнего кембрия. Исключение составляют только пласты-коллекторы литвинцевской свиты, где пористость и проницаемость пород, по видимому, обусловлены выщелачиванием и карстом.

Покрышки — это породы нижнего кембрия, способные удержать залежи как нефти, так и газа. В терригенной части разреза мотской свиты такими покрышками являются пачки аргиллитов мощностью до 40—50 м. Эти покрышки, видимо, развиты не повсеместно и имеют локальный характер. Региональными покрышками в галогенно-карбонатном комплексе служат пачки каменной соли мощностью от 20 до 100 м. В чередовании с доломитами толщи каменной соли достигают 400 м и более. Такие покрышки выделяются в подосинской части разреза усольской свиты, разделяя залежи мотской свиты и осинского горизонта, в верхах усольской, бельской и ангарской свит, разобщая продуктивные горизонты этих отложений друг от друга.

Нижнекембрийские отложения в районе почти повсеместно перекрыты красноцветными глинистыми образованиями верхнего кембрия мощностью до 350—400 м, которые могут служить верхней покрышкой. По многочисленным определениям, проницаемость как галогенных, так и глинистых пород практически равна нулю.

ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Подземные воды нижнекембрийских отложений исследованы слабо. В основном изучен их химический и газовый состав. Практически отсутствуют сведения по гидродинамике подземных вод и упругости растворенных в них газов, т.е. по основным гидрогеологическим показателям оценки перспектив нефтегазоносности района. Однако имеющиеся материалы дают возможность в целом оценить условия сохранения залежей нефти и газа от разрушения, что для нижнекембрийских отложений играет большую роль.

По результатам испытания и наблюдениям в процессе бурения глубоких скважин на Марковской, Криволюкской, Южно-Усть-Кутской, Бочактинской, Северо-Марковской и Коркинской площадях исследованы подземные рассолы основных продуктивных горизонтов нижнекембрийских отложений. При описании химического состава рассолов использованы только кондиционные пробы, отобранные после надежного установления постоянства химического состава подземных вод.

Ниже приводится краткое описание рассолов по горизонтам (снизу вверх).

Безыманный горизонт. Притоки рассолов в пределах рассматриваемого района выявлены только при испытании скв. 1 и 2 Криволюкской площади. С

этим же горизонтом, по-видимому, связаны притоки подземных вод в скв. 2 Северо-Марковской площади. Притоки рассолов при динамических уровнях 1200–1500 м не превышали 1,5–15 м³/сут. Удельный вес рассолов – 1,28–1,288 г/см³, их минерализация – 305–311,4 г/кг, они относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, кальциевой подгруппе. При этом содержание хлоридов кальция достигает 68–75% общего солевого состава. Рассолы отличаются чрезвычайно высокой степенью метаморфизма, высоким содержанием брома (5–5,8 г/кг) и низким хлорбромным коэффициентом (33,5–38,5).

Марковский горизонт. Из песчаников горизонта притоки рассолов получены в скв. 38 и 55 Марковской площади. К этому же горизонту следует отнести и водопроявления в скв. 1 Северо-Марковской площади. Удельный вес рассолов горизонта – 1,252–1,27 г/см³, минерализация – 280–306 г/кг, содержание хлоридов кальция в них составляет 62–68%, брома – 4,4–4,8 г/кг, хлорбромный коэффициент – 39,1–41,4. Дебит рассола при динамических уровнях 1200–2000 м не превышает 1–10 м³/сут.

Газовый состав рассолов изучен только в скв. 1 Северо-Марковской площади. Состав растворенного газа следующий (в %): метана – 58,24, этана – 11,5, пропана и тяжелых углеводородов вплоть до гексана – 2,2, углекислого газа – 5,01, водорода – 0,9, азота – 21,72, гелия – 0,43. Вместе с рассолом в этой скважине наблюдался незначительный приток нефти (скважина, видимо, вскрыла водонепроницаемый контакт).

Парфеновский горизонт. Рассолы получены при испытании скв. 9, 23, 29 и 32 Марковской (в скв. 9 незначительный приток рассола обнаружен после длительного исследования горизонта по скоплению его в сепараторе), а также скв. 2 Южно-Усть-Кутской площади (постоянство химического состава, видимо, не достигнуто). Удельный вес рассолов в пределах Марковской площади (законтурная и приконтурная части газоконденсатной залежи) – 1,275–1,278 г/см³, минерализация – 304–310 г/кг, содержание брома в них составляет 4,17–4,93 г/кг, хлоридов кальция – 69–76%; хлорбромный коэффициент 38–45. Приток рассолов при динамических уровнях 2000 м не превышает 1,2–8 м³/сут. Состав растворенного газа в законтурной части залежи (скв. 29) следующий (в %): метана – 70,65, этана – 6,14, пропана и других углеводородов вплоть до гексана – 3,03, углекислого газа – 10,65, водорода – 1,4, азота – 7,71, гелия – 0,41. Проба газа отобрана пробоотборником с глубины 2250 м при отсутствии в скважине статического давления и не может быть принята при расчете упругости.

Осинский горизонт. Рассолы получены только в скважинах Бочактинской площади. Кондиционная проба имеется по скв. 3-Р; она была отобрана после длительного фонтанирования этой скважины. Удельный вес рассола – 1,338 г/см³, минерализация – 352,5 г/кг, содержание брома составляет 4,644 г/кг, хлоридов кальция – 64%, хлорбромный коэффициент – 48. Газовый состав не изучен.

Балыхтинский горизонт. Рассолы получены только в скв. 28 Марковской площади. Дебит рассола при свободном переливе достигал 120 м³/сут., в том числе нефти поступало до 10 м³/сут. Рассол имеет уникальный уд. вес – до 1,4 г/см³ и минерализацию 411,6 г/кг. Содержание брома достигает 7,56 г/кг, а хлоридов кальция – 80%. Хлорбромный коэффициент не превышает 34. Это наиболее минерализованные и метаморфизованные рассолы, сходные с рассолами того же горизонта Балыхтинской и Тулунской площадей.

Ближние по минерализации и составу рассолы получены также из контактовой части булайской и бельской свит в скв. 9-р Криволукской площади. В интенсивно разработанных зонах наблюдается снижение этих показателей для рассолов бельской свиты (скв. 8).

Ангарская свита. В отложениях свиты водопроявления наблюдались в скв. 49 Марковской площади (фонтанирование при бурении). Удельный вес рассола – 1,182 г/см³, минерализация – 206 г/кг. В химическом составе рассола резко преобладают хлориды натрия (до 90%), а хлориды кальция составляют не более 7,5%.

Литвинцевская свита. В отложениях свиты почти повсеместно наблюдаются интенсивные водопроявления. Кондиционные пробы имеются по скв. 2-СП Кри-

волукской, 2-СП, 3-СП и 72-ПР Казаркинской. Удельный вес рассолов изменяется от 1,06 до 1,13 г/см³, минерализация — от 93,4 до 174,2 г/кг. Закономерно повышение удельного веса и минерализации рассолов с запада на восток, в сторону регионального погружения отложений свиты. Содержание брома в рассолах не превышает 0,03—0,109 г/кг. В солевом составе хлориды натрия составляют 92—97,5%, а хлориды кальция не превышают 2,5—5%.

* * *

Приведенные сведения по прямым признакам нефтегазоносности, геохимическим, гидрохимическим показателям, а также по характеру распределения коллекторов и покрышек отложений нижнего и верхнего кембрия северной части Ангаро-Ленского района дают основание сделать следующие выводы.

1. Получение промышленных притоков нефти и газа и выявление залежей углеводородов позволяют высоко оценивать перспективы нефтегазоносности обширной территории северо-востока Иркутского амфитеатра.

2. Геохимические условия осадконакопления и РОВ свидетельствуют о благоприятной обстановке, существовавшей в бассейне, для преобразования РОВ по пути нефтегазообразования как в процессе седиментации, так и на стадии диагенеза осадков.

3. Генерация углеводородов осуществлялась как в терригенных, так и в галогенно-карбонатных комплексах. Широкое развитие остаточных сингенетических битумоидов, обогащение осадочных пород аллохтонными битумоидами в пределах палеоподнятий указывают на значительную масштабность развития миграционных процессов. Основные зоны нефтегазообразования располагались к юго-востоку и северо-западу от района и были приурочены к древним впадинам (Прибайкальская, Саяно-Енисейская, Тунгусская и др.).

Район исследования, характеризующийся относительно замедленным погружением в нижнем палеозое, являлся основной зоной нефтегазонакопления.

4. Наличие надежных региональных покрышек (каменная соль, глинистые породы верхнего кембрия) наряду с гидрохимическими показателями дает основание считать, что, несмотря на древний возраст нефтегазонакопления, залежи углеводородов не претерпели существенного изменения.

Имеющиеся материалы указывают на присутствие в осадочном чехле удовлетворительных пластов-коллекторов как порового, так и порово-трещинного типа. Предполагается улучшение коллекторских свойств в терригенной части разреза нижнего кембрия к северу от изученной территории, а в карбонатной — в зонах активного проявления соляной тектоники и широкого развития водорослевых образований.

Следует отметить большие перспективы терригенного комплекса в зоне выклинивания ушаковских отложений на юге и западе района. Здесь же возможно улучшение коллекторских свойств пород нижнемотской подсвиты за счет приближения к основным источникам сноса.

5. Данные по составу растворенных газов являются весьма благоприятными и свидетельствуют в пользу нефтегазоносности отложений, вмещающих рассолы. Важным моментом в более эффективном использовании этого показателя для нефтегазопроисловых работ является получение сведений по упругости растворенных газов и закономерностям ее изменения по площади.

6. Рассолы терригенных отложений нижнемотской подсвиты близки по составу, минерализации и степени метаморфизма. Наблюдаемые отклонения вполне объяснимы структурными особенностями.

7. Рассолы усольской и бельской свит (за исключением участков интенсивной раздробленности пород) характеризуются максимальной минерализацией и метаморфизмом.

8. Резкое изменение в минерализации рассолов, в степени их метаморфизма и в химическом составе отмечается только с ангарской свиты. В участках интен-

сивной трещиноватости пород граница раздела понижается до средней части разреза бельской свиты. Вверх по разрезу наблюдается постепенное снижение минерализации рассолов.

9. По гидрохимическим показателям основная часть галогенно-карбонатного и подсолевого комплексов характеризуется застойным режимом подземных вод, что является благоприятным фактором надежной изоляции горизонтов и сохранения залежей от разрушения.

В верхних частях разреза галогенно-карбонатного комплекса режим подземных вод сменяется на режим затрудненного водообмена. Возможно, что рассолы этих горизонтов являются рассолами выщелачивания. Для надежности гидрогеологических показателей сохранения залежей от разрушения в этих частях разреза необходимы сведения по гидродинамике подземных вод в сочетании с материалами по амплитудам и углам наклона крыльев положительных структур.

10. Благоприятное структурное положение района, в котором выявлен ряд крупных конседиментационных поднятий — Непское, Усть-Кутское сводовые поднятия, Ереминский выступ (см. рисунок), позволяет считать его первоочередным объектом нефтегазопроисловых работ.

ЛИТЕРАТУРА

- Анциферов А.С., Горбачев В.Ф., Корнев Б.В. О формировании палеоструктурных пластов мотской и ангарской свит юга Сибирской платформы. — В кн. "Тектоника Сибирской платформы и смежных областей". Иркутск, Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1971.
- Анциферов А.С., Дробот Д.И., Золотов А.Н., Корнев Б.В. Гидрогеологическая характеристика нефтегазоносных толщ Иркутского амфитеатра. — В кн. "Материалы по региональной геологии Сибирской платформы и ее складчатого обрамления". М., "Недра", 1972.
- Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1953.
- Васильев В.Г., Максимов С.П., Мандельбаум М.М., Самсонов В.В. О типе газоконденсатной залежи Марковского месторождения. — Нефтегаз. геол. и геофиз., 1968, № 12.
- Дробот Д.И., Золотов А.Н., Конторович А.Э., Корнев Б.В. Геохимические критерии нефтегазоносности отложений венда и нижнего кембрия Иркутского амфитеатра. — Геол. нефти и газа, 1970, № 4.
- Дробот Д.И., Золотов А.Н., Корнев Б.В. Распределение органического вещества в терригенных отложениях нижнего кембрия Иркутского амфитеатра. — Геол. нефти и газа, 1967, № 10.
- Фукс Б.А., Железнова А.П., Овченков Л.К. К вопросу выделения пластов-коллекторов в терригенной части нижнего кембрия Марковской и Северо-Марковской площадей. — В сб. "Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений", вып. 5. М., изд. ВНИИЭгазпром, 1968.

К.Р. Чепиков, В.И. Никишин

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА В ВЕРХНЕМ ДОКЕМБРИИ И НИЖНЕМ КЕМБРИИ НА ЮГЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Многолетние поиски нефти и газа в древних отложениях раннего кембрия и позднего докембрия на юге Сибирской платформы (Иркутский амфитеатр с прилегающими районами юго-западной Якутии) привели пока к довольно скромным, но обнадеживающим результатам. К их числу относятся открытие в 1962 г. Марковского нефтегазоконденсатного месторождения, получение промышленных притоков нефти на Ярактинской площади и газа с конденсатом на Ботуобинской площади. Однако поиски крупных скоплений нефти и газа в древних толщах осадочного чехла южной части Сибирской платформы были связаны с большими трудностями, обусловленными весьма сложным геологическим строением и распределением по площади и разрезу терригенных и карбонатных пород-коллекторов. Проблема промышленной нефтегазоносности юга Сибирской платформы — это в значительной мере и проблема коллекторов.

Изучением коллекторских свойств пород верхнего докембрия — нижнего кембрия Иркутского амфитеатра, а также закономерностей распространения и усло-

1628

вий формирования коллекторов на протяжении длительного времени занимались многие исследователи: К.М. Борисова, Л.Н. Гмид, А.П. Железнова, П.С. Зайчук, Е.Г. Золотарев, А.Н. Золотов, Э.А. Иванов, А.В. Ильяхин, В.Н. Калачева, И.П. Карасев, В.И. Карасева, Л.Ф. Кинаш, Ю.И. Марьенко, Е.Н. Мещерская, В.С. Муляк, С.В. Носовский, Я.Н. Перькова, Я.К. Писарчик, В.Г. Постников, И.Е. Постникова, В.Л. Тюменцев, Ф.Н. Яковенко и др. По материалам глубокого бурения ими выделены и с различной степенью детальности изучены регионально распространенные в нижнем терригенном и соленосно-карбонатном комплексах "горизонты" песчаных и карбонатных коллекторов (термин "горизонт" в применении к коллекторам, в отличие от биостратиграфического горизонта, повсюду взят нами в кавычки).

Согласно применяемой до настоящего времени геологами Восточно-Сибирского геологического управления по поискам и разведке нефти и газа (ВСГУ) корреляционной схеме региональных стратиграфических подразделений кембрия, сопоставленной с унифицированной стратиграфической схемой кембрия Сибирской платформы 1956 г., нижний терригенный комплекс отнесен к ушаковской свите и нижней подсвите мотской свиты нижнего кембрия. В нем выделяются (снизу вверх) границы ушаковской и мотской свит (этому комплексу на севере Иркутского амфитеатра, вероятно, соответствует "безымянный", или базальный), марковский "горизонт" в нижней части нижнемотской подсвиты и парфеновский "горизонт", относимый к верхам последней. К северу от Марковской площади в нижнемотской подсвите, стратиграфически выше марковского и ниже парфеновского "горизонтов" развит ярактинский "горизонт" песчаников (Рогожников и др., 1969). Среди песчаных коллекторов нижнего терригенного комплекса юга Сибирской платформы наибольшее практическое значение имеют песчаники парфеновского и ярактинского "горизонтов", из которых первые содержат промышленные газоконденсатные залежи на Марковском и Ботубинском месторождениях, а вторые нефтеносны на Ярактинской площади.

В вышележащем соленосно-карбонатном комплексе нижнего кембрия также выделено несколько "горизонтов" карбонатных коллекторов преимущественно трещинно-каверно-порового типа: верхнемотский в верхах доломитовой толщи одноименной подсвиты, осинский в нижней части усольской свиты, балахтинский в верхах последней, христофоровский близ основания бельской свиты, атовский в верхах среднебельской подсвиты, баркинский в кровле булайской свиты и бильчирский в средней части ангарской. Среди карбонатных коллекторов наиболее перспективен осинский "горизонт", из которого получены высокодебитные фонтаны легкой нефти в нескольких скважинах Марковской площади, а также фонтан газа с конденсатом в скважине у с. Илимск.

Необходимо отметить, что единого мнения по вопросу о стратиграфическом расчленении нижней части осадочного чехла Иркутского амфитеатра и возрастной датировке выделяемых в ее разрезе "горизонтов" коллекторов до настоящего времени не существует.

Так, геологи ВСГУ по поискам и разведке нефти и газа, продолжая придерживаться старой стратиграфической схемы, относят к алданскому ярусу нижнего кембрия ушаковскую и мотскую свиты и выделяют в составе последней три подсвиты: преимущественно терригенную (включая парфеновский "горизонт" кварцевых песчаников с перекрывающей их первой снизу пачкой доломитов) нижнемотскую, терригенно-доломитовую среднемотскую и доломитовую (с прослоями сульфатных пород) верхнемотскую. Граница мотской и усольской свит проводится ими в кровле верхнемотских доломитов, сменяемых соленосными отложениями подосинской толщи. В ряде районов центральной части Иркутского амфитеатра, но особенно в северной его части, где нижний терригенный комплекс значительно сокращен, упомянутые геологи не выделяют ушаковской свиты, начиная разрез осадочного чехла нижнемотской подсвитой.

Иные представления о стратиграфии подсоленосной части разреза юга Сибирской платформы развивают В.Г. Постников и И.Е. Постникова (1968; Журавлева и др., 1966; Постникова, Постников, 1972), которые включают в состав ушаков-



ской свиты, относимой ими к позднему рифею, почти всю нижнюю терригенную толщу — до подошвы парфеновского "горизонта", выделяя ушаковскую свиту и на севере Иркутского амфитеатра, в том числе в районе Марковского месторождения. Мотская свита этими авторами выделяется в объеме от основания парфеновского "горизонта", где ими отмечается перерыв в осадконакоплении, до подошвы осинского "горизонта" и относится к юдомскому комплексу позднего докембрия, сопоставляемому с вендом Русской платформы. При этом вся подосинская карбонатно-соленосная толща ("подосинский горизонт") рассматривается в качестве регрессивного "поддикла" мотской свиты. В то же время они отмечают присутствие в верхах доломитовой толщи мотской свиты и в карбонатных прослоях подосинской толщи некоторых нижнекембрийских форм микропроблематики.

Новой схемой стратиграфии кембрийских отложений (так называемого западного соленосного типа), принятой в 1965 г. совещанием в Новосибирске по унификации стратиграфических схем Средней Сибири, существенно уточнено подразделение средней и верхней частей нижнекембрийского разреза начиная с уровня бельской свиты Иркутского амфитеатра на единые, в пределах области развития отложений названного типа, биостратиграфические горизонты: эльганский, толбачанский, урицкий, олекминский, чарский и нананский. В дальнейшем (Хоментовский и др., 1969; Жарков, Советов, 1969; Склоковский, 1970; Жарков, Чечель, 1973) подразделение на биостратиграфические горизонты — усольский, иркутский, мотский и, по данным отдельных авторов, ушаковский — было распространено на самые низы раннего кембрия и поздний докембрий (нижняя граница кембрия и венда, а также объем отдельных горизонтов различными авторами трактуется по-разному).

В унифицированной схеме 1965 г. нижняя граница кембрия проведена в основании мотской свиты и ее аналогов, т.е. в основании мотского горизонта. В.В. Хоментовский и др. (1969) и А.М. Склоковский (1970) поднимают эту границу до подошвы усольского горизонта, относя мотский и иркутский горизонты к юдомскому (вендскому) комплексу. Есть и промежуточный вариант нижней границы кембрия в основании иркутского горизонта (Жарков, Чечель, 1973). Объем мотского горизонта ограничивается лишь аналогами собственно мотской красноцветной терригенной свиты стратотипического разреза у с. Моты на р. Иркут, отвечающей нижнемотской подсвете в понимании геологов ВСГУ. Неясным остается вопрос об ушаковской свите, которая в стратиграфической схеме М.А. Жаркова и Э.И. Чечеля рассматривается как фациальный аналог собственно мотской свиты и относится соответственно к мотскому горизонту венда, а А.М. Скловским (1970) выделяется в южной части Иркутского амфитеатра в качестве самостоятельного горизонта и относится им к рифею. Ушаковский горизонт А.М. Скловского отвечает ушаковской свите геологов ВСГУ и существенно отличается по своему объему от одноименной свиты В.Г. Постникова и Е.В. Постниковой (1968).

Иркутский горизонт отвечает среднемотской подсвете и всей или большей части верхнемотской (по схеме ВСГУ) и подразделяется М.А. Жарковым и Ю.К. Советовым (1969) на домашнинскую и сулойскую свиты, которые объединяются В.В. Хоментовским и др. (1969) в иркутскую свиту; А.М. Склоковский (1970) подразделяет иркутский горизонт на домашнинский и сулойский подгоризонты. Парфеновскую пачку кварцевых песчаников одни исследователи (Жарков, Советов, 1969; Жарков, Чечель, 1973) рассматривают в качестве базальной пачки иркутского горизонта, а другие (Склоковский, 1970) относят к верхней части мотского горизонта. Основанием для второго варианта корреляции служит крупное несогласие внутри среднемотской подсветы.

Имеется по меньшей мере три уровня, на которых предлагается проводить нижнюю границу усольского горизонта (усольской свиты): 1) внутри "верхнемотских" доломитов (Склоковский, 1970; и др.), 2) в подошве осинского "горизонта" (Постников, Постникова, 1968; Постников, Постников, 1972), 3) по смене "верхнемотских" доломитов подосинской солью (Жарков, Чечель, 1973).

Независимо от принятия той или иной точки зрения относительно выделения биостратиграфических горизонтов в разрезе подсоленосного структурного яруса

позднего докембрия — раннего кембрия юга Сибирской платформы, а также от проведения нижней границы кембрия литографическое расчленение этих нефтегазоносных толщ можно существенно уточнить с применением анализа седиментационной ритмичности, обусловленной периодичностью (этапностью) осадконакопления; последняя в свою очередь определяется режимом тектонических движений и связанным с ними чередованием трансгрессий и регрессий моря. С этой точки зрения авторами на материале по северо-восточной части Иркутского амфитеатра рассматриваются некоторые закономерности распространения песчаных и карбонатных пород-коллекторов, а также экранирующих их покровов в терригенном комплексе и нижней части соленосно-карбонатного комплекса верхнего докембрия — нижнего кембрия (рис. 1).

Древнепалеозойские отложения на юге Сибирской платформы образуют единый крупнейший цикл (мегаритм) осадконакопления, охватывающий огромный отрезок времени — от венда до силура включительно — и соответствующий каледонскому этапу тектогенеза. В составе каледонского мегаритма выделяется очень крупный нижний — вендско-среднекембрийский ритм, представленный нижним терригенным комплексом венда и галогенно-карбонатным комплексом верхнего венда (?), нижнего кембрия и нижней части среднего кембрия, который в свою очередь подразделяется на ряд соподчиненных средних и малых ритмов различных порядков.

Нашими исследователями установлено, что средним и малым ритмам венда и кембрия юга Сибирской платформы, как и вообще подобным ритмам осадочного чехла платформенных областей (Бухарцев, Никишин, 1962; Никишин, 1969, 1972), свойственна ранняя, или нижняя, асимметрия строения, увеличивающаяся при переходе к ритмам все более мелкого порядка. Обычно асимметрия выражается в отсутствии грубообломочной базальной пачки, а также в относительной сжатости трансгрессивных частей ритмов по сравнению с регрессивными. Многие средние и тем более малые седиментационные ритмы, осложняющие как трансгрессивную, так и регрессивную часть крупного ритма, построены как бы по "регрессивному" типу, начиная с литофации, наиболее "мористой" в составе данного ритма. В пределах средних и малых ритмов замещение более "мористых" литофаций менее "мористыми" происходит сверху вниз по разрезам, иногда с признаками так называемого фациального, или регрессивного, несогласия, поверхность которого в большинстве случаев диахронна. На границах ритмов обычно отмечаются перерывы в осадконакоплении и неравномерный размыв отложений ниже лежащих ритмов. Стратиграфические, или трансгрессивные, несогласия в основании ритмов являются геологически синхронными на территории распространения того или иного ритма. Все изложенное относительно строения седиментационных ритмов справедливо для морских, прибрежно- и лагунно-морских толщ самого различного литологического облика: терригенных, карбонатных и галогенных.

Так, нижний терригенный комплекс, сопоставляемый с ушаковско(?) - нижне-молотскими отложениями (в объеме до подошвы парфеновской пачки), можно рассматривать, с одной стороны, как начально-трансгрессивную серию всего вендско-среднекембрийского макроритма, а с другой — как самостоятельный мезоритм седиментации, состоящий из нескольких более дробных ритмов. Оставляя в стороне вопрос о правомерности выделения в южных районах внутреннего поля Иркутского амфитеатра самостоятельной ушаковской свиты в составе нижней терригенной фации, следует отметить, что на севере амфитеатра разрез этой формации значительно сокращается за счет последовательного выпадения ее нижних частей. В частности, в Усть-Кут-Киренском нефтегазоносном районе, включая Марковское месторождение, разрез осадочного чехла обычно начинается с так называемого "безымянного", или базального, пласта плохо отсортированных, иногда гравелитистых полимиктовых песчаников, состоящих из переотложенных обломков пород фундамента и выполняющих неровности рельефа последнего.

К северо-востоку от Маркова, в районе пос. Кривая Лука и г. Киренска, "безымянные" песчаники становятся преимущественно кварцевыми, а в их основании

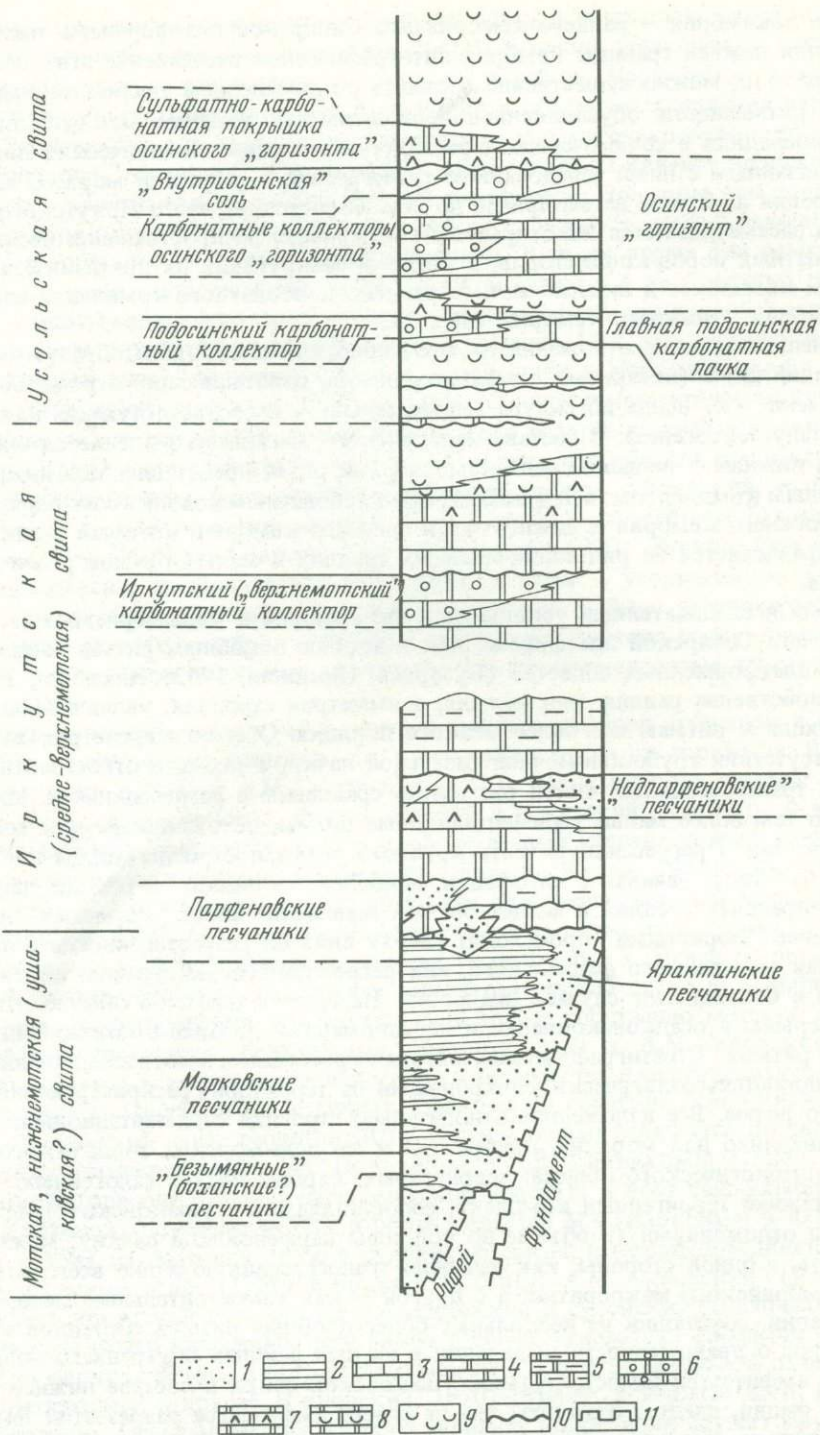


Рис. 1. Терригенные и карбонатные коллекторы подсоленосной части разреза верхнего докембрия – нижнего кембрия юга Сибирской платформы

1 – песчаники и песчаные алевриты; 2 – аргиллиты и глинистые аргиллиты; 3 – известняки; 4 – доломиты; 5 – глинистые доломиты; 6 – пористо-кавернозные и трещиноватые доломиты и доломитизированные известняки; 7 – доломито-ангидриты и ангидритизированные доломиты; 8 – засоленные доломиты; 9 – каменная соль; 10 – стратиграфические (трансгрессивные) несогласия; 11 – крупные перерывы осадконакопления

появляется аргиллитовая пачка, т.е. нижний малый седиментационный ритм приобретает характер полного; весьма маломощный прослой аргиллитоподобной породы, напоминающей переотложенную кору выветривания фундамента, отмечается и в некоторых скважинах Марковской площади. В пределах последней "безымянный" пласт отсутствует на участках локальных выступов фундамента. Как уже отмечалось, "безымянные" песчаники севера Иркутского амфитеатра примерно соответствуют уровню боханских песчаников на юге.

Выше залегает марковский пласт ("горизонт") полевошпат-кварцевых песчаников, отделенный от "безымянного" песчаного пласта сравнительно маломощной аргиллитовой пачкой, которая связана фаціальными взаимопереходами с марковскими песчаниками и образует вместе с ними одноименный самостоятельный малый ритм. Марковские песчаники обычно разделяются аргиллито-алевролитовыми прослоями на два-три пропластка, которые местами сливаются воедино. На отдельных участках песчаники почти нацело замещаются аргиллитами и алевролитами. Иногда вследствие полного замещения аргиллитов в основании марковского ритма песчаники марковского и "безымянного" пластов сливаются в труднорасчленимую песчаную толщу.

Марковские и особенно "безымянные" песчаники, как правило, отличаются плохими коллекторскими свойствами. На Марковском месторождении известны незначительные газопровывления в "безымянном" пласте и небольшая газоконденсатная залежь в марковском песчаном пласте. К северу от Марковской площади, по мере общего воздымания поверхности фундамента к наиболее приподнятой части Непского погребенного свода, "безымянный" и марковские малые ритмы последовательно выпадают из разреза (рис. 2).

Верхнюю, "надмарковскую" часть терригенной мотской свиты, залегающую, по-видимому, с некоторым перерывом на марковских песчаниках и представленную в большей части Усть-Кут-Киренского района главным образом аргиллитами с маломощными прослоями глинистых алевролитов, можно выделить как ярактинский малый ритм, в средней и верхней части которого на севере Марковской, а также на Непской площади появляются пласты кварцевых песчаников (Рогожников и др., 1969). Верхний из них (так называемый пласт М-3) еще севернее — на Ярактинской площади — оказался нефтенасыщенным, образовав ловушку литолого-стратиграфического типа (Васильев и др., 1972). Ярактинский ритм приобретает там характер базального, выклиниваясь к северо-востоку, в сторону вершины Непского свода.

Перспективность этой части разреза к северу от Маркова прогнозировалась нами по данным ритмофаціального анализа (Никишин, 1969; Чепиков, Никишин, 1971). На рис. 2 авторами на основании анализа ритмичности дается несколько иная корреляция и интерпретация строения песчаных пластов мотского горизонта и низов иркутского горизонта на Марковской и Северо-Марковской площадях по сравнению с литолого-фаціальным профилем, приводимым геологами ВСГУ (Рогожников и др., 1969, стр. 18, рис. 1).

Полевошпат-кварцевые песчаники с прослоями алевролитов вскрыты также некоторыми скважинами на Марковском месторождении в самой верхней части "надмарковской" (ярактинской) толщи, где они залегают непосредственно под парфеновскими песчаниками, образуя трудноотделимую от последних так называемую переходную песчано-алевролитовую пачку, выделенную В.Г. Постниковым и И.Е. Постниковой (1968). Эти авторы рассматривают ее как переотложенную кору выветривания "ушаковской свиты".

Следует отметить, что нижняя терригенная формация позднего докембрия юга Сибирской платформы по условиям залегания и характеру строения гомологична соответствующим терригенным нефтесодержащим формациям нижнего—среднего кембрия Балтийской синеклизы среднего—низов верхнего девона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции Русской платформы.

Следующий сверху средний ритм (а возможно, и совокупность нескольких ритмов, равнозначных по масштабу мотскому) образует иркутская свита (гори-

ССЗ

1-СМ

2-СМ

64

37

18

30

41

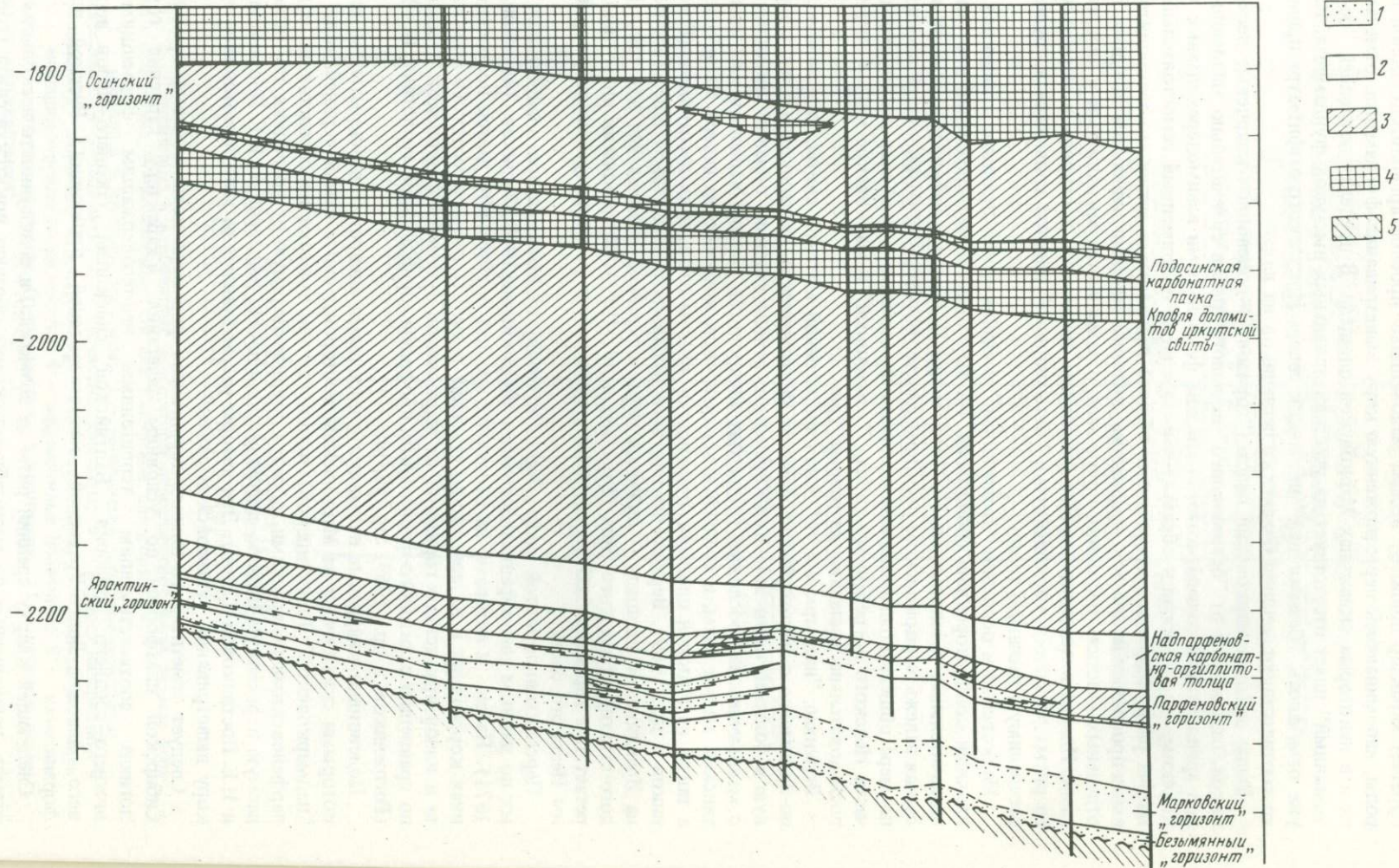
28

26

52

46

ЮНВ



зонт), к основанию которой следует отнести парфеновский ритм (подгоризонт). Парфеновский подгоризонт в широком понимании его объема представлен довольно сложным чередованием терригенных, карбонатных и сульфатных пород (на Ахинской площади юго-востока Иркутского амфитеатра, отличающейся наиболее полным разрезом парфеновского подгоризонта, в кровле его известна пачка каменной соли). Названный подгоризонт состоит из нескольких мелких ритмов, разделенных поверхностями несогласия. Более крупное несогласие известно в основании всего иркутского горизонта.

В большей части северных районов Иркутского амфитеатра для низов парфеновского подгоризонта характерны доломиты или же чередование доломитов с аргиллитами, а песчаники появляются в разрезе несколько выше — в верхах частных ритмов седиментации (Кривая Лука, Киренск) или же в самом верху всего парфеновского ритма.

В центральной части Марковской площади, отличающейся несколько аномальным строением парфеновской толщи, обусловленным литологическим выклиниванием доломитовых прослоев в нижних микроритмах, основная пачка кварцевых песчаников развита внизу, где она приобретает черты базальной пачки и образует в поперечном разрезе крупную песчаную "линзу" (см. рис. 2), которая содержит основную газоконденсатную залежь литологического типа. Но это — лишь кажущееся исключение из универсального правила нижней асимметрии малых и средних ритмов, поскольку весь парфеновский ритм в целом, включающий в себя также довольно мощную надпарфеновскую регрессивную толщу глинистых ангидритизированных доломитов, аргиллитов и алевролитов с отдельными прослоями песчаников, и на Марковской площади сохраняет отчетливо выраженное нижнее симметричное строение. В состав парфеновской песчаной "линзы" Марковской площади наряду с "базальными" песчаниками собственно парфеновского подгоризонта в той или иной мере входят трудноотделимые от них песчаники и алевролиты верхней, "переходной" пачки ярактинского ритма мотской свиты, т.е. рассматриваемая "линза" имеет гетерогенную (регрессивно-трансгрессивную) природу.

В самой приподнятой части Непского свода, к северу и северо-востоку от зоны распространения ярактинских песчаников, в верхней, регрессивной части всего парфеновского ритма можно ожидать существенного развития так называемых "надпарфеновских" песчаников — возможных коллекторов нефти и газа (Никишин, 1969, 1972; Чепиков, Никишин, 1971).

Остальная часть отложений иркутской свиты (горизонта), залегающая со значительным несогласием на отложениях парфеновского ритма (подгоризонта), складывается главным образом доломитами, ритмично чередующимися с маломощными прослоями аргиллитов, доломито-ангидритов и ангидритов. Вверх по разрезу в этом многократном чередовании в частнорегрессивных сериях мелких ритмов все большее значение приобретают биоморфные (водорослевые) доломиты. В рассматриваемой части разреза иркутской свиты, включая в нее низы подосинской соленосной толщи, выделяются три сравнительно более крупных ритма, соизмеримые с парфеновским. В кровле второго из них, примерно в 40—50 м ниже кровли всей "средне-верхнемотской" доломитовой толщи отчетливо выделяется зона развития перекристаллизованных трещиновато-кавернозных биоморфных доломитов, экранированная ангидритизированными и вторично засоленными доломитами верхов данной толщи. Эта зона известна как "верхнемотский" (точнее, иркутский) карбонатный коллектор, в котором установлены нефтепроявления на Марковской площади.

Рис. 2. Схематический продольный геолого-литологический профиль подсоленосной части разреза Марковского месторождения

1 — песчаники; 2 — алевролито-карбонатные породы; 3 — карбонатные породы; 4 — каменная соль; 5 — изверженные и метаморфические породы фундамента
Соотношение вертикального и горизонтального масштабов 1 : 100

Именно по подошве пачки переслаивания засоленных доломитов, доломито-ангидритов и ангидритов, перекрывающей этот коллектор и слагающей верхи "верхнеомотской подсвиты", некоторые авторы проводят границу венда и нижнего кембрия, отождествляя ее с границей иркутского и усольского горизонтов (Скловский, 1970; и др.).

Не углубляясь в проблему нижней границы кембрия, отметим, что граница иркутской и усольской свит, наиболее обоснованная с позиций ритмофациального анализа, должна быть проведена внутри подосинской карбонатно-соленосной толщи — по смене регрессивной тенденции осадконакопления в конце иркутского времени трансгрессивной тенденцией, отчетливо проявившейся с начала усольского времени и фиксирующейся в разрезе первым снизу маломощным прослоем доломита среди каменной соли. Действительно, подосинская толща по своей природе гетерогенна: нижняя, преимущественно соленосная часть ее (иногда с "остаточными" пропластками доломита в самом низу) отложилась в стадии регрессии и осолонения иркутского морского бассейна, тогда как строение верхней части характеризуется появлением ритмично чередующихся с каменной солью доломитовых прослоев, мощность которых последовательно возрастает вверх по разрезу и свидетельствует о начале раннеусольской трансгрессии. Последняя развивалась непрерывно-прерывисто, перемежаясь с кратковременными частными регрессиями, обусловившими накопление прослоев соли, и достигла максимума к началу отложения основной карбонатной толщи усольской свиты — осинского "горизонта".

Всего в подосинской части довольно крупного нижеасимметричного усольского ритма (соизмеримого по своему порядку с иркутским) выделяются три малых карбонатно-соленосных ритма с вероятными перерывами в основании каждого. Самый верхний из них содержит главную подосинскую карбонатную пачку — вторую по мощности (составляющей около 10 м на юге и 15–18 м на северо-востоке Иркутского амфитеатра) после осинского "горизонта" и отделенную от последнего прослоем каменной соли мощностью от первых единиц метров на северо-востоке до 35–40 м на юге.

Главная подосинская карбонатная пачка по своему строению напоминает в миниатюре (с четырех-пятикратным уменьшением мощности) вышележащий осинский "горизонт". В Усть-Кут-Киренском районе, где в сложении этой пачки, как и осинского "горизонта", наряду с доломитами принимают заметное участие известняки, она отчетливо подразделяется на три части (зоны): в основании залегают плотные хомогенные доломиты и известняки; выше расположены фациально взаимосвязанные с ними кавернозно-трещиновато-пористые, часто вторично засоленные биохомогенные и биогенные (водорослевые) известняки, доломитизированные известняки и доломиты; верхняя часть пачки представлена плотными хомогенными доломитами с включениями и пропластками ангидрита и доломито-ангидрита в кровле, похожими на аналогичную "покрышку" осинского "горизонта" и перекрывающими породы средней зоны с признаками перерыва.

Таким образом, верхний подосинский малый ритм, состоящий из главной подосинской карбонатной пачки и покрывающего ее прослоя соли, подразделяется еще на два более дробных ритма, из которых нижний образован нижней и средней зонами карбонатной пачки, а верхний — ее "покрышкой" вместе с вышележащей солью. Верхний прослой соли практически выпадает из разреза на северо-востоке Усть-Кут-Киренского района (Киренск, Карелино), где карбонатные породы главной подосинской пачки и осинского "горизонта" почти сливаются в единую толщу. Остающаяся малоизученная главная подосинская карбонатная пачка в средней части может представлять определенный практический интерес в северных и северо-восточных районах Иркутского амфитеатра как вероятный коллектор нефти и газа наряду с основным карбонатным коллектором осинского "горизонта" (Никишин, 1969).

Осинский "горизонт" образует наиболее мощную и выдержанную карбонатную толщу в разрезе усольской свиты, повсеместно распространенную в пределах Иркутского амфитеатра. В южных районах последнего эта толща имеет преимущест-

венно доломитовый состав и несколько пониженную мощность (35–45 м), тогда как на севере и северо-востоке — в Усть-Кут-Киренском районе — наряду с возрастанием мощности осинского "горизонта" до 60–90 м существенную роль в его сложении приобретают известняки — хемогенные, биохемогенные и особенно биогенные (водорослевые), причем последние нередко образуют биогермы и литостромы (Марьенко, 1968). Эта особенность строения рассматриваемой толщи на севере Иркутского амфитеатра, по-видимому, связана с большей мелководностью и близкой к нормальной соленостью эпиконтинентального морского бассейна в осинское время. Эти условия благоприятствовали обильному развитию известывыделяющих водорослей, особенно в периоды относительного обмеления (Королюк, 1966; Марьенко, 1968). На более выраженных локальных отмелях этой зоны (в частности, на Марковской площади) располагались водорослевые банки, временами поднимавшиеся из-под уровня моря.

В пределах всего Иркутского амфитеатра осинский "горизонт" имеет трехчленное строение (Марьенко, 1968), подобное строению главной подосинской пачки на севере, но только более четко выраженное. Базальная часть горизонта состоит из плотных хемогенных доломитов или известняков. В средней части эти породы постепенно сменяются биохемогенными, а на севере биохемогенными и биогенными карбонатными породами (известняками, доломитизированными известняками, доломитами замещения и, реже, первичными доломитами). Средняя часть горизонта резко, часто с признаками размыва, а иногда и палеокарста (Марьенко, 1968, 1970) перекрывается плотными хемогенными породами сульфатно-доломитовой "покрышки", которые постепенно сменяются каменной солью мощной надосинской соленосной толщи уольской свиты с маломощными прослоями доломитов.

Нижняя и средняя части осинского "горизонта" слагают сравнительно малый седиментационный ритм, который сформировался в условиях максимальной трансгрессии уольского бассейна и начавшейся его регрессии. Следующий кверху малый ритм образуется "покрышкой" осинского "горизонта" с нижней частью регрессивной надосинской толщи (расчленение последней на мелкие ритмы затруднительно вследствие интенсивного проявления пластических деформаций соли).

Карбонатные породы средней пачки осинского горизонта (особенно ее верхней части) являются в той или иной степени коллекторами трещинно-порово-кавернового типа. Повышенная пустотность пород определяется как морфологическими особенностями слагающих их порообразователей, так и последующими процессами диагенеза, эпигенеза, отчасти гипергенеза (перекристаллизация, доломитизация, палеокарст) и воздействием тектонических усилий.

На северо-востоке Иркутского амфитеатра, в частности на Марковской площади, в средней пачке осинского "горизонта" обособляются два уровня преимущественного развития биогенных известняков с повышенной пустотностью и трещиноватостью. Они разделены зоной более плотных биохемогенных (с прослоями хемогенных) разностей известняков. Отложения зоны характеризуются резко выраженной подошвой и постепенным переходом кверху к биогенным (водорослевым) породам верхнего уровня. Таким образом, осинский "горизонт" приобретает здесь пятичленное строение (Мешерская и др., 1966; Марьенко, 1968), причем его основная часть, исключая "покрышку" (т.е. V литологическую пачку), составляющая, как уже отмечалось, сравнительно малый седиментационный ритм, дифференцируется на два еще более мелких ритма в объеме I–II и III–IV литологических пачек.

С этими ритмами хорошо коррелируются выделенные И.К. Королюк (1965) обособленные марковелловый и ренальцисовый биоценозы микропроблематики и водорослей.

В районах, где разрезы осинского "горизонта" расчленяются на пять пачек, наибольший практический интерес как коллектор представляет IV пачка, несколько меньший — II пачка и наименьший — средняя, III пачка. Коллекторские свойства пород осинского "горизонта" по площади крайне непостоянны и существенно

улучшаются на участках, где имело место благоприятное сочетание литологического и тектонического факторов формирования карбонатных коллекторов. Таким участком является, например, центральная часть Марковского поднятия, отличающаяся наибольшим развитием в осинском "горизонте" органогенных разностей известняков и пересечением дизъюнктивных нарушений, обусловивших повышенную трещиноватость карбонатных пород.

В некоторых скважинах Марковской площади между IV и V литологическими пачками осинского "горизонта" отмечен прослой каменной соли мощностью от 1 до 16 м с маломощными пропластками ангидрита и доломито-ангидрита в основании. Эту "внутриосинскую" соль некоторые исследователи (Мещерская и др., 1966; Марьенко, 1970) относят к нижней части "покрышки" осинского "горизонта", т.е. к V пачке, что в какой-то мере оправдывается практическими соображениями, но совершенно неприемлемо с позиций теории седиментогенеза. В самом деле, "внутриосинская" соль представляет собой крайний член последовательно регрессивного ряда отложений, образующего основную — нижнюю и среднюю части разреза осинского "горизонта". Что касается пород собственно "покрышки" этого горизонта, то они являются отложениями эпохи частной трансгрессии, проявившейся на фоне развивающейся крупной позднеусольской регрессии. Внутриосинский прослой соли на Марковской площади следует рассматривать как фацию остаточных солеродных лагун, образовавшихся в период кратковременной частной регрессии морского бассейна на пониженных участках рельефа между водорослевыми биогермами IV пачки, которые в это время осушались и закарстовывались. Естественно, что на участках развития "внутриосинской" соли палеокарст отсутствует, а другие виды пустот в породах средней части осинского "горизонта" более интенсивно засолены. Вторичная соль в пустотах карбонатного коллектора запечатывает нефтяную залежь (или группу залежей?) в осинском "горизонте" Марковского месторождения.

Из приведенного материала, освещающего особенности распространения пород-коллекторов в разрезе подсолённого структурного яруса юга Сибирской платформы (поздний докембрий — низы раннего кембрия) в связи с седиментационной ритмичностью, следует, что в большинстве своем песчаные и карбонатные коллекторы этой части разреза закономерно приурочены к верхним, частнорегрессивным элементам малых и реже средних седиментационных ритмов, располагаясь обычно под поверхностью стратиграфического несогласия. Непосредственно выше последней трансгрессивно залегают глинистые или плотные карбонатные (иногда сульфатно-карбонатные) породы основания следующего ритма, служащие экранярующей крышкой коллектора в верхах предыдущего ритма и иногда несогласно срезающие его. Внутри ритмов возможны фациальные взаимозаменения пород-коллекторов верхней части непроницаемыми породами нижней, создающие условия для литологического выклинивания коллекторов или, наоборот, для слияния коллекторов соседних ритмов в единую толщу.

Примерами подобных коллекторов "частнорегрессивного" типа могут служить марковские, ярактинские и предполагаемые "надпарфеновские" песчаники, пористо-кавернозно-трещиноватые разности доломитов и известняков верхней части иркутской свиты ("верхнемотской подсвиты"), средних частей главной подосинской пачки и осинского "горизонта". Реже терригенные коллекторы слагают базальную пачку крупнейшего ритма седиментации, залегающая непосредственно под поверхностью длительного континентального перерыва, как, например, "безымянные" (базальные), а иногда (по мере выпадения из разреза подстилающих отложений и замещения песчаной фацией глинисто-алевритовых пород нижних частей малых ритмов) марковские и даже ярактинские песчаники. В некоторой степени к подобным коллекторам приближаются по условиям залегания в системе осадочных ритмов парфеновские песчаники на участке Марковской "линзы", а также на ряде площадей юга Иркутского амфитеатра, однако данная пачка обычно имеет сложное, гетерогенное строение, располагаясь по обе стороны от поверхности стратиграфического несогласия и захватывая смежные части двух ритмов (верхи ярактинского и низы собственно парфеновского).

Карбонатные коллекторы в соленосном структурном ярусе нижнего кембрия, значительно менее выдержанные в региональном плане и имеющие меньшее практическое значение, также закономерно распределены в системе седиментационных ритмов, что отмечалось нами ранее (Никишин, 1969; Чепиков, Никишин, 1971), и это не входит в задачу рассмотрения в данной работе.

Ритмофациальный анализ строения нефтегазосодержащих толщ верхнего докембрия — нижнего кембрия юга Сибирской платформы в сочетании с изучением тектонической трещиноватости позволяет не только удовлетворительно объяснить уже известную, довольно сложную картину распределения пород-коллекторов и покрышек, но и прогнозировать перспективные территории и интервалы разреза, в том числе интересные в отношении развития ловушек нефти и газа неструктурных типов. В частности, заслуживают особого внимания полоса распространения и зона выклинивания ярактинских песчаников к северо-западу и юго-востоку от одноименной площади на склоне Непского свода, а близ вершины последнего вероятно появление песчаных коллекторов в верхах парфеновского ритма. Среди карбонатных коллекторов в северных районах Иркутского амфитеатра может оказаться перспективной средняя часть главной подосинской карбонатной пачки на участках наибольшего развития биоморфных разностей пород и тектонической трещиноватости.

ЛИТЕРАТУРА

- Бухарцев В.П., Никишин В.И. О некоторых общих принципах стратификации отложений верхнего палеозоя Волго-Уральской области. — В кн. "Стратиграфические схемы палеозойских отложений. Пермская система". М., Гостехиздат, 1962.
- Васильев В.Г., Дробот Д.И., Конторович А.Э., Преснова Р.Н., Рогожников Г.Б. Новые данные о нефтегазоносности нижнемошской подсвиты нижнего кембрия юга Сибирской платформы. — Нефтегаз. геол. и геофиз., 1972, № 2.
- Жарков М.А., Советов Ю.К. Иркутский горизонт, его объем и стратиграфическое положение. — В кн. "Стратиграфия нижнего кембрия и верхнего докембрия юга Сибирской платформы". М., "Наука", 1969.
- Жарков М.А., Чечель Э.И. Осадочные формации кембрия Ангаро-Ленского прогиба, ч. I, Новосибирск, "Наука", 1973.
- Журавлева З.А., Постников В.Г., Постникова И.Е., Пыхова Н.Г., Розанова Т.В. К стратиграфии ушаковской свиты Иркутского амфитеатра. — Докл. АН СССР, 1966, т. 166, № 3.
- Королюк И.К. Микропроблематика рифей и нижнего кембрия Прибайкалья и Ангаро-Ленского прогиба. — В сб. "Вопросы микропалеонтологии", вып. 10. М., "Наука", 1966.
- Марьенко Ю.И. Геологическое строение, детальная корреляция, литология и коллекторы осинского горизонта Иркутского амфитеатра в связи с проблемой нефтегазоносности. — Автореф. канд. дисс. М., 1968.
- Марьенко Ю.И. Перерывы в осадконакоплении в осинском горизонте, возможность их обнаружения литологическим методом и связь с ними залежей нефти. — В кн. "Нефтепромысловая геология". М., "Недра", 1970.
- Мещерская Е.Н., Постников В.Г., Постникова И.Е. Литология и коллекторские свойства продуктивных пластов Марковского месторождения. — В кн. "Нефтепромысловая геология". М., "Недра", 1966.
- Никишин В.И. Ритмостратиграфические принципы расчленения и корреляции разрезов верхнего докембрия и нижнего палеозоя Иркутского амфитеатра. — В кн. "Литология и осадочные полезные ископаемые Сибирской платформы". Новосибирск, изд. СНИИГГиМС, 1969.
- Никишин В.И. Ритмофациальная методика детального расчленения и корреляции разрезов толщ платформенных областей Сибири в связи с изучением закономерностей распространения коллекторов. — В кн. "Вопросы миграции нефти и формирования пород-коллекторов". М., изд. ИГиРГИ, 1972.
- Постников В.Г., Постникова И.Е. К стратиграфии и сопоставлению верхнерифейских и вендских отложений юга Сибирской платформы и ее обрамления. — Изв. АН СССР, серия геол., 1968, № 7.
- Постникова И.Е., Постников В.Г. Условия осадконакопления верхнедокембрийских и нижнекембрийских отложений Усть-Кут-Киренской зоны и их корреляция. — В кн. "Материалы по региональной геологии Сибирской платформы и ее складчатого обрамления". М., "Недра", 1972.
- Рогожников Г.Б., Железнова А.П., Муляк В.С. Закономерности в распространении песчаных пластов на север от Марковского газоконденсатного месторождения в Иркутской

области. — В сб. "Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений", вып. 6. М., изд. ВНИИЭгазпром, 1969.

Скловский А.М. Особенности строения верхнекембрийских и нижнекембрийских отложений Иркутского амфитеатра (в связи нефтегазоносностью и соленосностью). — Автореф. канд. дисс. М., 1970.

Хоментовский В.В., Шенфиль В.Ю., Якин М.С., Бутанов Е.П. Аналогии юдомского комплекса в Присяжье и во внешнем поясе Байкало-Патомской складчатой области. — В кн. "Стратиграфия нижнего кембрия и верхнего докембрия юга Сибирской платформы". М., "Наука", 1969.

Чейков К.Р., Никишин В.И. О некоторых особенностях формирования и распространения коллекторов нефти и газа в палеозойских отложениях древних платформ. — В кн. "Состояние и перспективы изучения коллекторов нефти и газа (IV Всес. совещание по коллекторам нефти и газа)". М., изд. ВНИГНИ, 1971.

И.И. Аммосов, Б.Г. Бабашкин, Л.С. Шаркова

БИТУМИНИТЫ НИЖНЕГО КЕМБРИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ КАК ВОЗМОЖНЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ СТАДИЙ КАТАГЕНЕЗА ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Петрография родственных нефти твердых органических образований, находящихся в осадочных породах, — отстающая часть петрологии осадочных пород. Основными причинами этому явились трудности диагностики их в шлифах, а также отсутствие подходящих количественных микроскопических методов исследования.

При исследовании аншлифов и тонких шлифов рекомендуется использовать различные современные экспрессные методы изучения, применяемые в количественной и качественной петрологии осадочных пород. В результате их применения определялись: 1) отражательная способность (в % по ГОСТ 12113-66), 2) твердость (в г/мм²), 3) двуотражение в поляризованном свете, 4) упругость и хрупкость при нагрузке 10 г/мм², 5) цвет в отраженном свете с конденсором и без конденсора темного поля, 6) люминесценция, 7) прозрачность и цвет в проходящем свете, 8) условия залегания, 9) форма, 10) трещиноватость, 11) характер контактов.

Для крупных органических включений проведено определение: 1) плавкости, 2) растворимости в хлороформе, 3) содержания углерода и водорода. Для этого в части образца, оставшейся после изготовления шлифа, органическое вещество отделялось от вмещающей породы разделением в четыреххлористом углероде. Порода (около 50 г) измельчалась до зерен класса 0—1 мм, помещалась в стеклянный стакан емкостью 100—150 см³, заливалась на 2/3 стакана четыреххлористым углеродом и хорошо перемешивалась стеклянной палочкой; затем 10—15 мин смесь отстаивалась. Всплывшая часть пробы извлекалась фильтровальной бумагой и после испарения четыреххлористого углерода исследовалась под бинокулярным микроскопом. В зависимости от веса пробы битуминит подвергался химическому анализу, определялась его температура плавления и проводился микроскопический анализ в аншлифе-брикете.

ПЕТРОГРАФИЯ ВКЛЮЧЕНИЙ ОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ

Органические вещества находятся в виде микроскопических включений, залегающих в трещинах, порах или по периферии пустот. Форма залегания этих веществ подчинена контурам выполняемых ими пор и трещин (табл. I, 1—6; II, 1). Органические вещества встречаются и в виде отдельных овальных включений (табл. II, 2, 3). В тех же отложениях мотской свиты в аргиллите и алевролите наблюдалось органическое вещество, похожее на витринит, залегающее в виде линз и слоев согласно наслоению (табл. II, 4, 5).

Битуминиты — понятие петрографическое. Это группа твердых природных битумов, различаемых в горных породах под микроскопом, относящаяся к сингенетичным и эпигенетичным нафтидам и нафтоидам. Битуминит не является элементарной петрографической составляющей. В группе битуминита следует различать: дибитуминиты (формируются в результате преобразования в процессах диагенеза), катабитуминиты (то же, в процессах катагенеза), метабитуминиты (то же, в процессах метагенеза). Термином "гипербитуминиты" обозначаются битуминиты, изменявшиеся в зоне гипергенеза.

Признаками катабитуминитов, различаемых невооруженным глазом, могут служить черный цвет, черная или коричнево-черная черта, раковистый излом, смоляной или тусклый жирный блеск и небольшая твердость.

Вещество катабитуминитов хорошо полируется. Его поверхность при отсутствии посторонних включений ровная, однородная (табл. I, 6; табл. II, 3). Поверхность битуминита из зоны контактового метаморфизма неровная, пористая (табл. I, 5). При микроскопических исследованиях в полированных аншлифах, видно, что отражательная способность катабитуминитов выше, чем у обычно окружающих его кварца, кальцита, доломита (табл. I, 1—6).

Цвет катабитуминита под микроскопом в полированных шлифах в простом отраженном свете с конденсором темного поля — черный (табл. II, 1), без конденсора — светло-серый (табл. I, 1—6). С увеличением стадии катагенеза в светлосером цвете появляется слабый желтый оттенок. В ультрафиолетовом свете катабитуминит не люминесцирует или очень слабо люминесцирует коричневатым цветом с красноватым оттенком. В поляризованном свете слабо выражено двуотражение. С увеличением стадии ката- и метагенеза двуотражение становится хорошо выраженным. При проходящем свете в очень тонких частях шлифа катабитуминит просвечивает буровато-коричневым цветом. При повышении стадий катагенеза он становится непрозрачным.

Овальные по форме включения катабитуминита отличаются по условиям образования от катабитуминита, цементирующего зерна кварца. Овальная форма с округлыми границами указывает на вязкость вещества битуминита до его затвердевания. Наоборот, заполнение битуминитом пор в песчаниках и алевролитах, где он является цементом, — следствие подвижности исходного вещества битуминита при миграции его в поры песчаника.

В порых известняков и доломитов среди включений катабитуминита следует различать по происхождению два типа. Один из них представлен битуминитом, исходное вещество которого мигрировало в готовые поры, другой образован битуминитом, получившимся в результате перемещения органического вещества при перестройке горной породы в процессах катагенеза, с формированием органических стяжений. Первая разновидность иногда находится в порах, не целиком заполненных битуминитом, вторая, наоборот, нацело выполняет их. Здесь контакты битуминита с вмещающей породой тесные и плотные.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОРГАНИЧЕСКИХ ВКЛЮЧЕНИЙ КОЛИЧЕСТВЕННЫМИ МЕТОДАМИ

Витриниты и катабитуминиты из взятых рядом проб одной и той же скважины (обр. 165 и 166 из скв. 6 Ярактинской площади, отобранные на глубинах 2665 и 2670 м) мало отличаются по своей отражательной способности ($10R^a$) (табл. 1), которая служит внешним выражением молекулярной перестройки органического вещества, происходящей под влиянием температуры и давления. Колебания отражательной способности исследованных катабитуминитов, обусловленные региональным метаморфизмом, лежат в интервале 74—97 единиц. При этом наименьшая отражательная способность, равная 74 единицам, относится к катабитуминитам терригенных пород Преображенской площади (скв. 106, глубина 1695 м), наибольшая отражательная способность, обусловленная региональным катагенезом, равная 97, получена при исследовании включений катабитуминитов тер-

Таблица 1

Показатели свойств битуминитов и витринитов

№ пробы	Место отбора пробы	Форма залега-ния	Вмещающие породы	Отражательная способ-ность $10R^a$, %	Двуотраже-ние
					$10R^a_{max}$ - $10R^a_{min}$
1	2	3	4	5	6
1	Чарск, Предкавказье	Включение в конгломерато-брекчии	Конгломерато-брекчии доломитов и известняков	64	Нет данных
304	Преображенская площадь, скв. 106, гл. 1695 м	Выполнение трещин	Известняк	74	-
309	Ярактинская площадь, скв. 16, гл. 2647 м	То же	Песчаник с карбонатным цементом	Битуминит содержит неральные вещества	
10	Братская площадь, скв. 3, гл. 3260 м	Овальная	Песчаник	77	2
317	Христофоровская площадь, скв. 101, гл. 2946 м	"	"	79	Нет данных
165	Ярактинская площадь, скв. 6, гл. 2670 м	"	"	80	5
134	То же, скв. 7, гл. 2290 м	Выполнение трещин	Доломит	82	0
108	Марковская площадь, скв. 59, гл. 2515 м	Выполнение пор	Доломитизи-рованный из-вестняк	83 97	0 -
166	Ярактинская площадь, скв. 6, гл. 2665 м	Линзы	Алевролит	83	2
297	Марковская площадь, скв. 80, гл. 2752 м	Выполнение пор	Доломит	84	Нет данных
302	Верхне-Тирская площадь, скв. 104, гл. 2840 м	Выполнение крупных пор	"	84	То же
301	То же, гл. 2910 м	Выполнение пор между зернами кварца	Алевролит	85	Нет данных
47	Соснинская площадь, скв. 1а, гл. 2035 м	Выполнение пор	Доломитизи-рованный из-вестняк	85	2
291	Касаткинская площадь, скв. 84, гл. 2687 м	То же	Доломит	85	Нет данных
300	То же, скв. 71, гл. 2747 м	"	"	86	То же
55	То же, скв. 66, гл. 2798 м	Выполнение трещин	"	86	"

Твердость по Мо-осу	Твердость по Мо-г/мм ²	Поведение при нагрузке 10 г/мм ²	Температура плавления, °С*	Органические включения	Примечания
1	14	Индентор дает отпечаток	Плавится при 150	Грэмит или гильсонит	Химический анализ***: С-78-81; Н-7,4-7,9
1	21,9	Упругий	Нет данных	Катабитуминит	Нет данных
		тонкорассеянные ми-	Плавится в интервале 270-300	"	Химический анализ**: С ^Г -75; Н ^Г -5,4; А ^С -5,98
2	31,5	Очень упругий	Размягчается при 300	"	Нет данных
2	37,8	Упругий	Нет данных	"	То же
2	33	Очень упру-гий	При 300 не плавится	Импсонит	Микрохимический анализ приближенно: С ^Г -90; Н ^Г -6,7; А ^С -8,4. В хлороформе не растворяется***
1	18	Упругий	Нет данных	Катабитуминит	Нет данных
1	17	Индентор дает отпечаток без растрескивания	То же	"	По отражательной способности намечаются две генерации катабитуминита. Твердость и двуотражение определены для катабитуминита 83
1-2	24	То же	При 300 не плавится	Витринит?	Нет данных
1	18,8	Хрупкий	Около 300?	Катабитуминит	То же
1	18,2	Индентор дает отпечаток	300-320	"	Химический анализ**: С-84; Н-6,7; зола - 4,4
1-2	25,3	То же	Больше 330	Катабитуминит	Нет данных
1-2	24	"	Нет данных	"	То же
-	-	"	При 400 не плавится	Импсонит	"
1	12,7	"	При 300 не плавится	"	Химический анализ**: С ^Г -86,2; Н ^Г -6,1
1	23	Хрупкий, разрушается	Нет данных	Катабитуминит	Нет данных

Таблица 1 (окончание)

1	2	3	4	5	6
52	Касаткинская площадь, скв. 89, гл. 2720 м	Выполнение пор	Доломитизированный известняк	87	2
53	То же, скв. 89, гл. 2780 м	Выполнение пор между зернами кварца	Алевролит и песчаник	90	1
57	То же, скв. 66, гл. 2735 м	Пленка на органолитах	Доломит	90	4
137	Криволукская площадь, скв. 3, гл. 2602 м	Линзы	Алевролит	91	1
23	Илимская площадь, скв. 5, гл. 2798 м	Выполнение пор	Известняк	93	3
365	Р.Чая, левый берег	Слойки	Сланец, переходящий в алевролит	93	8
4	Литвинцевская площадь, скв. 14, гл. 3434 м	Выполнение пор между зернами кварца	Песчаник	95	8
298	Марковская площадь, скв. 80, гл. 2736 м	То же	Алевролит	95	Нет данных
296	Потаповская площадь, скв. 86, гл. 2640 м	В контакте с гипсом, выполнение пор гипса	Гипс	97	То же
372	Р.Чая, правый берег	Выполнение пор	Известняк	97	"
7	Братская площадь, скв. 1, гл. 3123 м	Выполнение трещин	"	112	7

*Определение температуры плавления требует уточнения.

**Анализировалось органическое вещество, всплывшее после разделения в четыреххлористом углероде раздробленной осадочной породы.

***Битуминиты выделены вручную.

ригенных пород Потаповской площади (скв. 86, глубина 2640 м) и обнажения известняков правого берега р. Чая.

При сравнении отражательной способности катабитуминитов Преображенской и Братской площадей — 74 и 77 — с отражательной способностью катабитуминитов Потаповской, Марковской, Илимской и Литвинцевской площадей — 97, 95, 93, 95 — очевидно более высокая стадия катагенеза осадочных пород, пройденных скважинами последних четырех площадей.

Наибольшая отражательная способность среди исследованных катабитуминитов, равная 112 (проба 7), обусловлена изменениями органического вещества в зоне контактового метаморфизма. Однако следует иметь в виду, что зоны контактового метаморфизма, как правило, бывают довольно узкими. В зависимости от

7	8	9	10	11	12
1-2	25	Хрупкий, разрушается	Нет данных	Катабитуминит	Нет данных
1	23	?	То же	То же	То же
1	17	Хрупкий, разрушается	При 300 не плавится, но распадается в порошок	Альбертит или импсонит	В хлороформе почти не растворяется (двое суток в хлороформе; очень слабо окрашивает его)
2	30	Упругий	Нет данных	Витринит?	Нет данных
2	28	Индендор дает отпечаток	То же	Катабитуминит	То же
-	-	После снятия нагрузки остается расплывчатое пятно	330	"	"
2	29	Индендор дает отпечаток	Нет данных	"	"
-	-	После снятия нагрузки остается расплывчатое пятно	То же	"	"
1	21	Индендор дает отпечаток	"	"	"
2	41,2	То же	"	"	"
2	32	"	При 300 не плавится	Метабитуминит	Из зоны контактового метаморфизма

мощности тела изверженных пород они выражаются несколькими метрами или десятками метров. Редко мощности этих зон достигают 100 м и более.

На Марковской площади в обр. 108 из скв. 59 отражательная способность катабитуминита неодинакова — 83 и 97. Также неодинакова отражательная способность катабитуминита обр. 297 и 298 из скв. 80: она равна соответственно 84 и 95. По нашему мнению, это указывает на две генерации битуминита — раннюю и позднюю. Из них, ранняя (битуминит с отражательной способностью 97 и 95) свидетельствует о влиянии более высоких температур, а поздняя (отражательная способность 83 и 84) — менее высоких.

Катабитуминиты обр. 165 и 134 Ярактинской площади из скв. 6 и 7 с глубин 2670 и 2290 м имеют отражательную способность 80 и 82. В катабитумините обр. 309 из скв. 16 с глубины 2647 м той же площади отражательная способность определена в 76. Однако низкая отражательная способность битуминита обр. 309, очевидно, обусловлена тем, что он имеет включения мельчайших минеральных примесей (табл. 1, 2).

Хорошим диагностическим признаком битуминита в микропрепаратах осадочных пород служит твердость (Хрущев, 1949). Твердость битуминита значительно меньше, чем у неорганических минералов, слагающих кембрийские осадочные породы. По шкале Мооса твердость катабитуминитов исследованных кембрийских отложений равна 1 и 2, что в граммах на 1 мм² дает величины от 12,7 до 41,2 (см. табл. 1). Твердость окружающих минералов кальцита, доломита, кварца соответственно равна 110, 120, 1150 г/мм².

Вещество битуминитов, подобно витриниту (Мусял, 1959), неодинаково по хрупкости и упругости. Хрупкие битуминиты при надавливании на них призмой алмазного индентора растрескиваются, упругие — деформируются, но после снятия нагрузки следа на них не остается.

Особенно хрупкими оказались битуминиты обр. 297 Марковской площади и обр. 52, 55 и 57 Касаткинской площади, наоборот, весьма упругими — битуминиты обр. 10 Братской площади, обр. 304 Преображенской площади, обр. 317 Христоворовской площади, обр. 165 и 134 Ярактинской площади. Намечается некоторая последовательность изменений хрупкости и упругости вещества катабитуминитов по стадиям катагенеза. Так, при низких стадиях катагенеза (10R^a—64, см. табл. 1) на веществе катабитуминита при нагрузке на индентор 10 г получается отчетливый отпечаток алмазной призмы. При этом вещество катабитуминита не растрескивается. На стадии катагенеза, соответствующей отражательной способности 74—82 (пробы 10, 304, 165, 317, 134), вещество катабитуминитов, особенно имеющих округлую форму, отличается большой упругостью. Индентор без индикатора на этих битуминитах при нагрузке в 10 г не оставляет следа. На стадиях катагенеза (10R^a—83—90) упругость катабитуминитов становится меньше (пробы 47, 108, 300, 302). Индентор с нагрузкой 10 г дает на поверхности вещества таких битуминитов достаточно отчетливый отпечаток.

В этом же интервале стадий катагенеза некоторые битуминиты становятся хрупкими (пробы 52, 53, 57, 297). При дальнейшем повышении стадий катагенеза битуминиты вновь дают хорошие отпечатки призмы индентора (пробы 4, 7, 23, 296, 372).

Двуотражение битуминитов в пределах интервала отражательной способности 77—93 выражается небольшими величинами — от 0 до 5 единиц (см. табл. 1). При увеличении отражательной способности двуотражение увеличивается до 7—8 единиц.

Для наблюдения под микроскопом за изменением вещества битуминитов при нагревании Б.Г. Бабашкин сконструировал и сделал специальный нагревательный прибор — сокращенно он называется МИТОБ. При небольшом общем габарите (20 x 30 мм) этот микротермоаппарат легко помещается на столике микроскопа. Температура в камере МИТОБ может быть поднята до 400°C. Прибор позволяет наблюдать поведение микроскопически малых порций органического вещества при воздействии на него повышенных температур.

Так, при нагревании черный цвет блестящей поверхности зерен битуминита тускнеет и приобретает черно-серый оттенок. На поверхности зерен появляются неровности, подобные "ряби". При нагревании выделение летучих веществ из битуминита сопровождается характерным запахом возгонов "сапропелевых" веществ и наблюдается перемещение зерен в камере. При значительном выделении летучих происходит быстрое перемещение массы зерен, напоминающее "кипение". Иногда такое "кипение" сопровождается микровыбросами зерен на локальных участках поверхности пробы. Перемещение зерен без плавления приводит к улучшению их укладки. Это приводит к уменьшению насыпного объема и уплотнению массы в камере прибора.

Перемещение зерен пробы в нагреваемой камере, обусловленное изменениями состава органической массы исследованных битуминитов, начинается при температуре выше 200°C.

При слабом размягчении зерен битуминита не заметно их оплавления, но зерна прилипают к стальной игле, опущенной в горячую камеру непосредственно после завершения нагревания, когда битуминит еще не начал остывать. Плавление

Таблица 2

Результаты выделения органических включений из осадочных пород в тяжелых жидкостях и приближенное определение температуры его плавления в МИТОБ

№ пробы	Место отбора пробы	Наличие органического вещества			Отражательная способность 10R ^a , %	Температура плавления, °С
		макро	микро	по данным разделения в ССl ₄ , г		
293	Касаткинская пл., скв. 84, гл. 2575 м	Есть	Нет	0,01	—	При 370 не плавится
291	То же, скв. 84, гл. 2715 м	"	Есть	0,01	85	При 400 не плавится
296	Потаповская пл., скв. 86, гл. 2640 м	"	"	Нет	97	Нет данных
297	Марковская пл., скв. 80, гл. 2752 м	"	"	0,01	84	Около 300
301	Верхне-Тирская пл., скв. 104, гл. 2910 м	"	"	0,01	85	330–350
302	То же, скв. 104, гл. 2840 м	"	"	0,1	84	300–320
303	То же, гл. 2820 м	?	Нет	Нет	—	Нет данных
305	Преображенская пл., скв. 106, гл. 1703 м	?	"	"	—	То же
308	Ярактинская пл., скв. 16, гл. 2647 м	?	"	"	—	"
309	То же, гл. 2689 м	Есть	Есть	0,1	—	270–300
310	Потаповская пл., скв. 92, гл. 2175 м	?	Нет	Нет	—	Нет данных
315	Христофоровская пл., скв., 101, гл. 2972 м	?	"	"	—	То же
321	То же, гл. 2860 м	?	"	"	—	"
322	То же, гл. 2866 м	?	"	"	—	"
323	То же, гл. 2855 м	?	"	"	—	"
363	Левый берег р. Чая, обнажение	?	"	"	—	"
365	То же	Есть	Есть	0,01	93	330
372	Правый берег р. Чая, обнажение	?	"	Нет	97	Нет данных
376	То же	?	Нет	"	—	То же
300	Касаткинская пл., скв. 71, гл. 2747 м	Есть	Есть	0,1	86	При 300 не плавится
299	Марковская пл., скв. 80, гл. 2743 м	"	Нет	0,01	—	270–300

ние битуминитов происходит неодинаково. У одних оплавляются только острые углы и грани, другие дают оплавленные овальные кусочки. Редко образуется сплошная оплавленная масса.

Результаты разделения (обогащения) в четыреххлористом углероде и результаты термической обработки в МИТОБ представлены в табл. 2.

ВОЗМОЖНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАЛЕОТЕМПЕРАТУР ПО БИТУМИНИТАМ

Исходный материал поступал к месту современного залегания битуминитов в основном в результате миграции. После прекращения миграции битумоид подвергался дальнейшим изменениям. Вначале он был жидким и пластичным, проникал в поры и трещины осадочных пород. Затем, изменяясь в процессе литогенеза, битуминит затвердевал, делался хрупким. Иногда при механических усилиях, возникавших в процессах катагенеза, при изменении состава и свойств вмещающих пород включения катабитуминита растрескивались, а трещины выполнялись минеральными веществами (табл. I, 5; табл. II, 3).

Проникновение исходного материала к месту его современного залегания могло происходить в различные этапы литогенеза. Однако после превращения в твер-

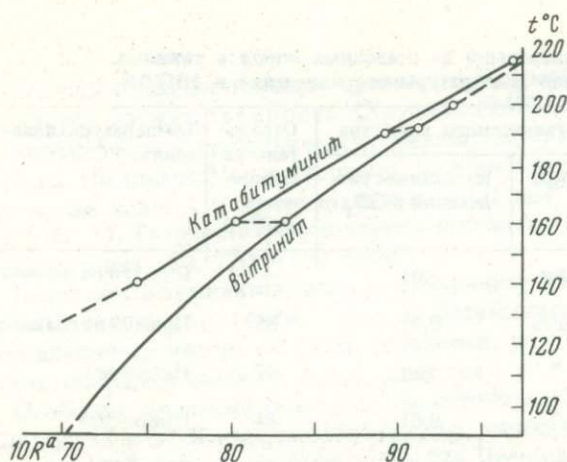


Рис. 1. Приближенное сопоставление $10R^a$ витринита и катабитуминита с $t^{\circ}\text{C}$ максимальной прогрессивной пород

дое тело битуминит оставался в данной осадочной породе. Воспринимая воздействие температур, повышающихся при погружении осадочных пород, он изменялся вместе с вмещающей осадочной породой соответственно температуре.

Таким образом, исходное вещество рассеянных битуминитов мигрировало в данной осадочной

породе или поступало в нее как аллотигенный компонент. Однако, оставаясь с какого-то этапа литогенеза в этой осадочной породе, битуминит становится постоянной составной частью вмещающих пород и изменяется вместе с ними. Битуминит сложен органическими веществами, изменяющимися под влиянием температуры быстрее, чем неорганические компоненты горных пород. Поэтому он, подобно витриниту, может быть использован как палеотермометр для характеристики максимальной температуры нагревания осадочных пород, происходившего при их погружении на глубину или в результате проникновения в них изверженных тел.

Витринит образуется из исходного материала (лигнино-целлюлозные ткани), выпадающего в осадочную породу в период седиментогенеза и остающегося на месте первичного залегания. Наоборот, исходный материал битуминита, родственный нефтям, образуется в основном из органических веществ, мигрирующих в осадочных породах в результате изменения термобарических условий недр. В одной и той же осадочной породе могут быть битуминиты нескольких генераций. Это расширяет возможности петрологии не только для суждения о максимальных температурах нагревания данной осадочной породы, но и для определения температуры последующих этапов ее геологической истории. Палеотермометр — битуминит — поступает в осадочную породу на разных этапах ее изменения и может быть использован для характеристики этих этапов. С другой стороны, наличие нескольких генераций битуминитов осложняет использование их как показателей температур и делает необходимым классификацию битуминитов по последовательности генерации, до и после воздействия на породу максимальных температур.

В результате ранее проведенных работ (Аммосов, 1968; Аммосов, Еремин, 1971) отражательная способность витринита сопоставлена с палеотемпературами, необходимыми для соответствующей молекулярной перестройки органического вещества. Для суждения о палеотемпературах по отражательной способности катабитуминитов следует сопоставить витринит и катабитуминит, изменявшиеся в одинаковых или близких условиях. В нижнекембрийских отложениях не было обнаружено типичных витринитов. Однако найдены включения, похожие на витринит. Их отражательную способность можно сравнить с отражательной способностью катабитуминита. Так, на Ярактинской площади в скв. 6 на глубине 2665 м отобран обр. 166 с включением катабитуминита. В той же скважине на близкой глубине (2688 м) отобран обр. 165 с включением, похожим на витринит. Отражательная способность катабитуминита 80 единиц, а вещества включения, похожего на витринит, 83 единицы. Как видно, отражательная способность катабитуминита и отражательная способность вещества, похожего на витринит, близки. У предполагаемого витринита она на 3 единицы больше. Близка к полученным величинам отражательная способность катабитуминита той же Ярактинской площади (скв. 7, глубина 2703 м).

Учитывая эти данные отражательной способности и глубины отбора проб, можно полагать, что при одинаковых условиях изменения в процессе катагенеза отра-

жательная способность предполагаемого витринита получается на 2–3 единицы больше, чем у катабитуминита (импсонита). Временно, до дальнейшего уточнения, примем разницу в отражательной способности витринита и катабитуминита (для средней стадии катагенеза) в 3 единицы.

Отражательная способность битуминита мезозоя Предкавказья с р. Чарек равна 64. От отражательной способности местного витринита (около 70) она отличается не менее чем на 6 единиц. Сопоставляя это с разницей, полученной для катабитуминита средних стадий катагенеза, можно предполагать уменьшение разницы отражательной способности витринита и катабитуминита с увеличением стадий катагенеза (рис. 1), что учтено при корректировании отражательной способности катабитуминитов. В табл. 3 приведены значения отражательной способности катабитуминитов, полученные при измерениях и исправленные на витринит. Эти значения сопоставлены с палеотемпературами и свойствами нефтей. Очевидно, на данной стадии изучения это сопоставление следует рассматривать как предварительное.

Как упомянуто, исходный материал битуминита поступал к месту современного залегания в результате миграции. Можно предполагать миграцию исходного материала битуминитов не только в пределах небольшого пространства данной осадочной породы, но и с большей глубины, из зон более высоких температур. Современная глубина залегания осадочных пород региона является результатом разнообразных тектонических процессов, протекавших в течение длительной геологической истории формирования осадочных пород, от кембрия до настоящего времени. Погружения и поднятия, вероятно, неоднократно сменяли друг друга. При этом осадочные породы кембрия то опускались в зоны повышенных температур при максимальном развитии прогибов, то поднимались вверх в результате процессов инверсии.

Как упомянуто, наличие в осадочных породах органических веществ, используемых в современной петрологии как возможные палеотермометры, позволяет приблизительно определять максимальные палеотемпературы их формирования по отражательной способности витринита. При изучении изменений отражательной способности витринита выявлена последовательность нарастания ее с глубиной,

Рис. 2. Современные глубины и приближенные значения палеоглубин залегания нижних горизонтов мотской свиты

1 — современная глубина залегания, 2 — то же, в зоне контактового метаморфизма; 3 — палеоглубина

Цифрами на схеме обозначены номера образцов

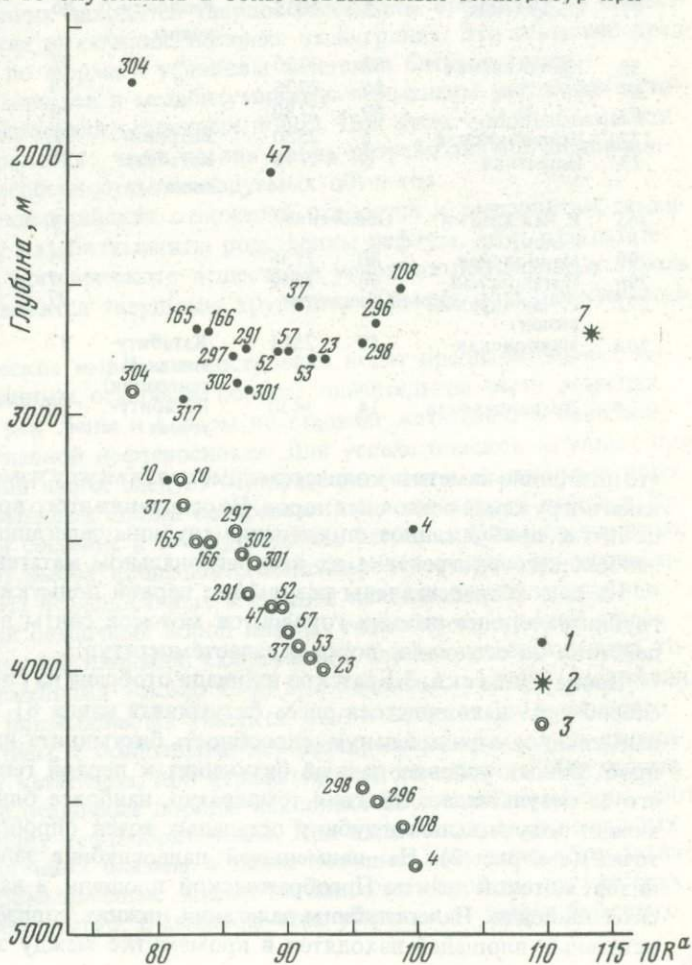


Таблица 3

Сопоставление отражательной способности катабитуминитов с палеотемпературами

№ пробы	Площадь	№ скв.	Глубина, м	Включения	Отражательная способность 10R ^a		Максимальная температура, °С	Прогноз качества нефти
					измеренная	корректированная		
304	Преображенская	106	1695	Катабитуминит	74	78	135	Легкие нефти
309	Ярактинская	16	2647	"	76	80	145	
10	Братская	3	3260	"	77	81	150	
317	Христофоровская	101	2946	"	79	82	155	
165	Ярактинская	6	2670	Импсонит	80	83	160	
166	"	6	2665	Витринит?	83	83	160	
108	Марковская	59	2511	Катабитуминит (II генерации)	83	86	175	
297	"	80	2752	Катабитуминит	84	86	175	
302	Верхне-Тирская	104	2840	"	84	86	175	
301	То же	104	2910	"	85	87	180	
291	Касаткинская	84	2687	Импсонит	85	87	180	Легкие нефти и газоконденсаты
300	"	71	2747	"	86	88	180	
47	Соснинская	1	2035	Катабитуминит	86	88	180	
52	Касаткинская	82	2720	"	87	89	185	
57	"	66	2735	"	88	90	190	
53	"	89	2780	"	90	91	190	
137	Криволюкская	3	2580	Витринит?	91	91	190	
23	Илимская	5	2798	Катабитуминит	93	94	200	
365	Р. Чая (левый склон)	Обнажение		"	93	94	200	
298	Марковская	80	2736	"	95	96	210	
296	Потаповская	86	2640	"	97	98	215	
272	Р. Чая (правый склон)	Обнажение		"	97	98	215	
108	Марковская	59	2511	Катабитуминит (I генерации)	97	98	215	
4	Литвинцевская	14	3430	Катабитуминит	98	99	215	

что позволило наметить количественные связи между изменениями витринита и глубинами погружения осадочных пород. На основании этого возможно решение обратной задачи, т.е. приближенное определение глубины залегания осадочных пород в период наибольшего прогревания их при региональном катагенезе.

На рис. 2 представлены результаты первой попытки такого определения палеоглубин залегания нижних горизонтов мотской свиты в период максимального воздействия на осадочные породы палеотемператур.

Проба 10 из скв. 3 Братской площади отобрана на глубине 3260 м. Отражательная способность находящегося здесь битуминита равна 81. В этой скважине мы имеем наименьшую отражательную способность битуминита на большей глубине отбора проб. Относя условно данный битуминит к первой генерации и приняв изменения его за результат воздействия температур, наиболее близких к палеотемпературам, можно получить палеоглубину остальных точек опробования по отношению к этой точке (см. рис. 2). На наименьшей палеоглубине залегали осадочные породы низов мотской свиты Преображенской площади, а на наибольшей — Литвинцевской площади. Палеоглубины залегания нижних горизонтов мотской свиты всех остальных площадей находятся в промежутке между этими крайними точками.

Разница между современной глубиной и палеоглубиной на различных площадях неодинакова. Она изменяется от 500 до 2000 м. На Христофоровской площади эта разница меньше, чем на Ярактинской, Криволукской и Соснинской.

Данным методом нельзя определить глубину погружения, когда изменения органического вещества получились в результате контактового метаморфизма, причем изверженные тела внедрились в осадочные породы на различной глубине их залегания. Поэтому палеоглубину по пробе 7 Братской площади из скв. 1, подсекшей изверженные породы, определить нельзя, так как битуминит изменялся здесь не в результате регионального прогрева осадочных пород глубинным генератором тепла, а контактовым воздействием небольшого апофиза его, внедрившегося в осадочные породы и изменившего их в узкой полосе на локальном участке.

Таким образом, показатель стадии катагенеза и метаморфизма — отражательная способность витринита — зависит не только от глубины погружения осадочных пород, но и от внедрения в них магмы.

Вообще определениями, полученными таким методом, следует пользоваться с обязательным учетом всех геологических особенностей исследуемого и сопредельных районов. Так, не располагая достаточными данными по геологии недр Потаповской площади и сопредельных с ней площадей, мы не можем объяснить значительную стадию катагенеза ($10R^a - 97$) только глубоким погружением в прошлом нижних горизонтов мотской свиты (с 2600 до 4500 м).

Прогноз палеоглубин, полученный на данной стадии изучения, не претендует на точность.

ВЫВОДЫ

В кембрийских отложениях находятся твердое рассеянное органическое вещество нефтяного ряда и редкие включения, похожие на витринит. Это вещество представлено разнообразными по форме и условиям залегания битуминитами.

При изучении катабитуминитов и метабитуминитов применены различные методы петрологического исследования осадочных пород. При этом использованы количественные методы петрологии; часть из них вновь разработана или модифицирована применительно к особенностям исследуемых объектов.

Катабитуминиты нижекембрийских отложений относятся к импсонитам семейства керитов. По генезису катабитуминиты родственны нефтям, но в результате изменений слагающего их органического вещества в условиях повышенных температур и давлений они становятся твердыми, хрупкими и имеют повышенную отражательную способность.

Предлагаемые практические выводы и построения носят предварительный характер. По полученным данным, осадочные породы значительной части разведанных площадей бассейнов рек Лены и Ангары по стадиям катагенеза в основном находятся за пределами главной нефтеносности. Для успеха поисков крупных промышленных месторождений нефти следует выбирать регионы с осадочными породами, находящимися на меньшей стадии катагенеза. Так, для поиска нефти в Иркутском нефтегазоносном бассейне и в сопредельных регионах большое значение, по нашему мнению, имеет выбор площадей с осадочными породами на оптимальных стадиях катагенеза. Из исследованных площадей наименьшая палеоглубина (около 2900 м) залегания осадочных пород нижних горизонтов мотской свиты определена на Преображенской площади. Современная глубина залегания этих горизонтов здесь также наименьшая (около 1700 м). Вероятно, район расположения площади, а возможно, и примыкающих участков был и остается до настоящего времени крупным поднятием, с осадочными породами, находящимися на сравнительно невысокой стадии катагенеза, при отражательной способности битуминита 74—78. По-видимому, эти осадочные породы находятся на стадии изменения, соответствующей главному этапу нефтеобразования. При наличии здесь оптимальных условий миграции органогенной плазмы, а также ловушек возможно образование залежей нефти и газа. Промышленные залежи их наиболее вероятны на участках крутого перепада палеотемператур. Выявление этих участков — задача будущего.

На Братской площади современная глубина залегания нижних горизонтов мотской свиты (3250 м) мало отличается от современной глубины залегания осадочных пород этих горизонтов на Литвинцевской площади (3400 м). Наоборот, значительно отличались здесь палеоглубины залегания данного горизонта: соответственно 3300 и 4800 м. Для решения вопроса о перспективности Братской площади следует продолжить изучение стадии катагенеза осадочных пород вне зоны влияния контактового метаморфизма.

ОБЪЯСНЕНИЯ К ТАБЛИЦАМ МИКРОФОТОГРАФИИ

Таблица I

1. Обр. 53. Катабитуминит (а) среди зерен кварца (б). Прямой отраженный свет; х 220.
2. Обр. 309. Катабитуминит (а), кварц (б). Прямой отраженный свет; х 180.
3. Обр. 298. Катабитуминит (а) среди зерен кварца (б). Прямой отраженный свет; х 180.
4. Обр. 296. Катабитуминит (а) в гипсе (б), аргиллит (в). Темные диагонали ромба — след алмазного индентора, получен при измерении твердости. Прямой отраженный свет; х 180.
5. Обр. 7. Катабитуминит (а), трещины, заполненные кальцитом (б). Прямой отраженный свет; х 220.
6. Обр. 372. Катабитуминит (а) в известняке (б). Прямой отраженный свет; х 180.

Таблица II

1. Участок обр. 372 с конденсором темного поля. Катабитуминит (а) в известняке (б); х 180.
2. Обр. 372. Катабитуминит (а) среди зерен кварца (б) и глинистого цемента (в). Прямой отраженный свет; х 180.
3. Катабитуминит (а) среди зерен кварца (б). Катабитуминит рассечен трещиной, выполненной минеральным веществом. Прямой отраженный свет; х 180.
4. Обр. 166. Ориентированная по наслоению линза с поперечными трещинами, похожа на витринит (а) в алевролите (б). Прямой отраженный свет; х 100.
5. То же, другой участок обр. 166; х 100.

ЛИТЕРАТУРА

- Аммосов И.И. Палеотемпературы и нефтеносность. — В сб. "Проблемы геологии нефти". М., "Недра", 1968.
- Аммосов И.И., Еремин И.В. Палеотемпература главного этапа нефтеобразования. — В сб. "Проблемы диагностики условий и зон нефтеобразования". М., изд. ИГиРГИ, 1971.
- Мусял С.А. Микротвердость ископаемых углей. — Труды ИГИ, 1959, т. VIII.
- Хрущев М.М. О введении новой шкалы твердости. — Заводская лабор., 1949, № 2.

А.С. Анциферов, Д.И. Дробот, Б.В. Корнев, Ю.С. Кувыкин

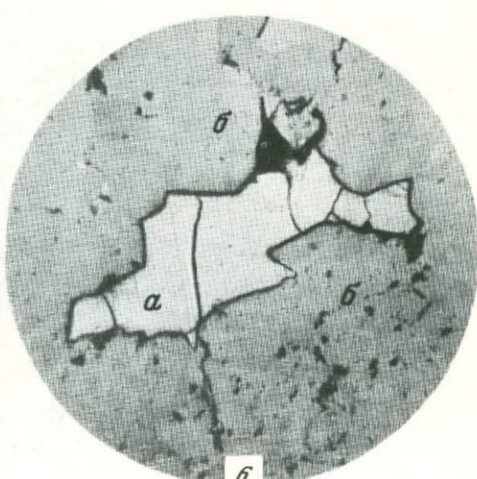
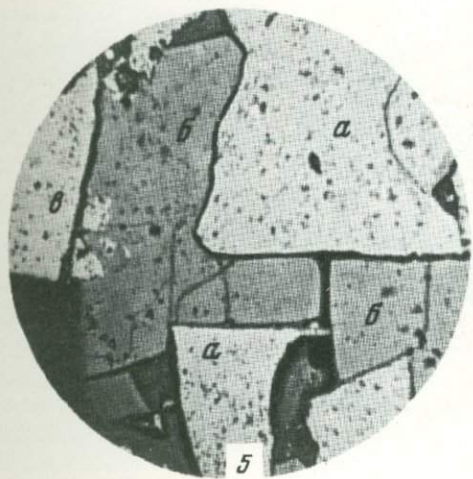
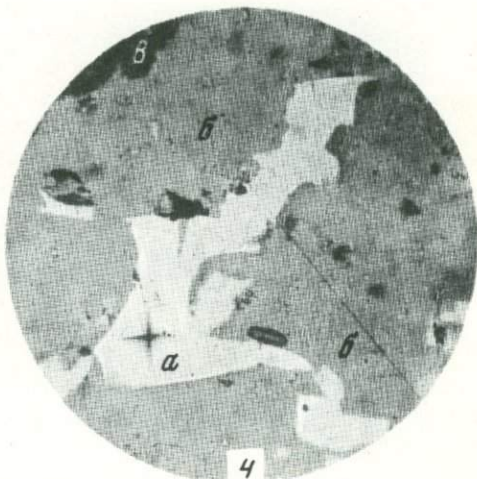
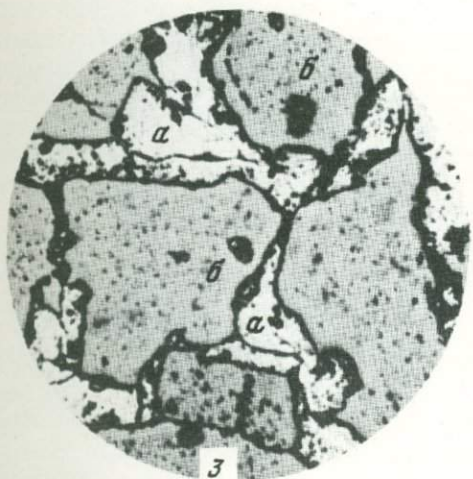
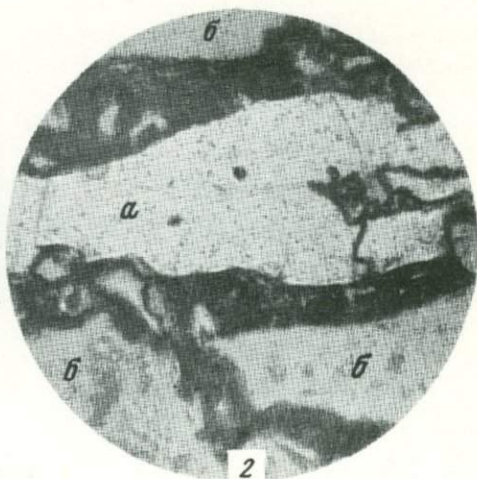
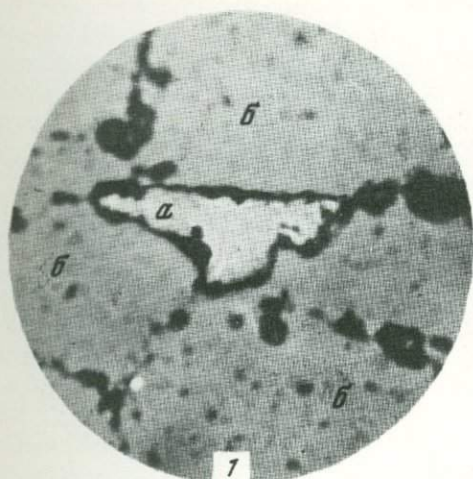
О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

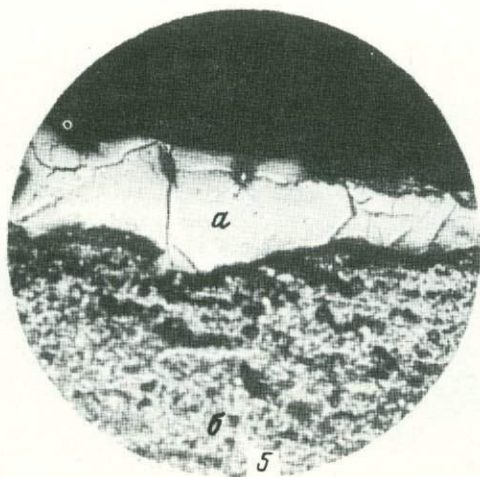
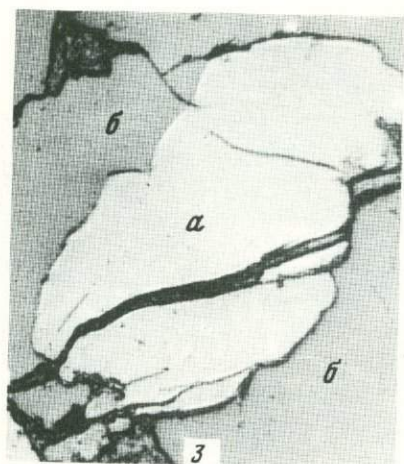
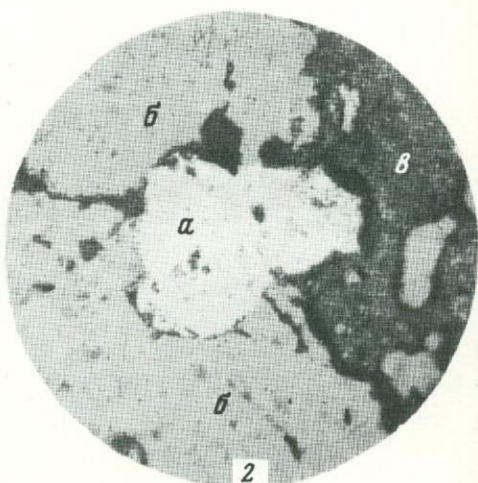
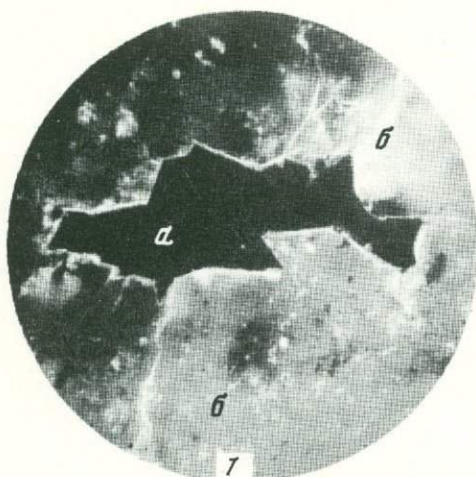
Огромная территория Сибирской платформы является резервом для создания новых нефтегазодобывающих центров на востоке страны. Одним из перспективных и в технико-экономическом отношении наиболее доступных районов Сибирской платформы является ее южная часть, именуемая в геологической литературе Иркутским амфитеатром.

Площадь Иркутского амфитеатра около 400 тыс. км². Перспективными на нефть и газ в его пределах являются отложения нижнего кембрия и верхнего докембрия. Их суммарная мощность здесь в среднем достигает 2–3 км, а во впадинах и прогибах — 5–7 км, что обычно составляет 80–90% общей мощности платформенного чехла.

До 60-х годов многие специалисты скептически относились к вопросу о перспективах промышленной нефтегазонасности нижнекембрийских и тем более докембрийских отложений Иркутского амфитеатра, так как отрицали способность

Таблица I





таких древних по возрасту осадков генерировать значительные количества углеводородов и ставили под сомнение возможность выявления в них удовлетворительных коллекторов и сохранения залежей. Высокая перспективность этих отложений подтверждена сейчас открытием Марковского, Ярактинского и Средне-Ботуобинского месторождений, а также фонтанами газа и нефти из ряда скважин на Братской, Верхне-Тирской, Преображенской, Парфеновской, Атовской, Балыхтинской, Христовофоровской, Куюмбинской и других площадях.

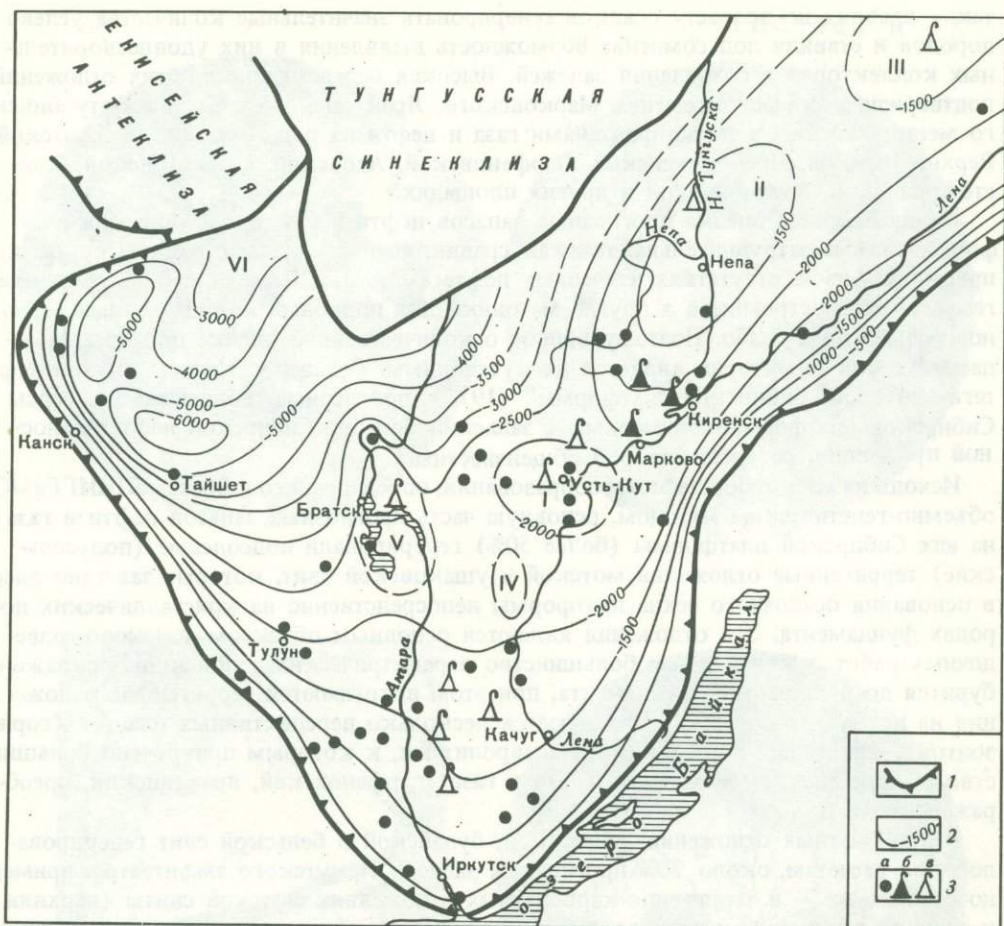
Количественная оценка прогнозных запасов нефти и газа юга Сибирской платформы весьма затруднительна, так как сравнительные методы в данном случае неприемлемы из-за отсутствия изученных нефтегазоносных бассейнов с аналогичным геологическим строением, а другие методики для подобных малоизученных регионов разработаны слабо. Поэтому вопрос о количественной оценке прогнозных запасов данной территории является дискуссионным. Согласно "Карте прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы" (1972), прогнозные геологические запасы Сибирской платформы соизмеримы с запасами Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, ресурсы которой общеизвестны.

Исходя из масштабов нефтегазообразования, определенного в ВостСибНИИГГиМСе объемно-генетическим методом, основную часть прогнозных запасов нефти и газа на юге Сибирской платформы (более 50%) генерировали подсолевые (подусольские) терригенные отложения мотской и ушаковской свит, которые залегают здесь в основании осадочного чехла платформы непосредственно на кристаллических породах фундамента. Эти отложения являются основным объектом поисково-разведочных работ, в связи с чем большинство параметрических и поисковых скважин бурится до поверхности фундамента, при этом вскрываются терригенные отложения на полную мощность. В них имеется несколько перспективных пластов (горизонтов), сложенных песчаниками и алевролитами, к которым приурочено большинство выявленных здесь залежей нефти и газа (парфеновский, ярактинский, преображенский и др.).

В карбонатных отложениях ангарской, булайской и бельской свит генерировалось, по расчетам, около 20% прогнозных запасов Иркутского амфитеатра, примерно столько же — в терригенно-карбонатных отложениях мотской свиты (верхняя и средняя подсвиты) и не более 5% — в глинистых доломитах осинского горизонта (нижняя часть усольской свиты). Поисковые задачи в этих отложениях могут решаться в ходе бурения на нижележащую подсолевую терригенную толщу мотской и ушаковской свит (которая в целом является наиболее перспективной), поэтому заложение параметрических и поисковых скважин специально на карбонатные отложения нецелесообразно. Специально на них бурятся лишь разведочные скважины для оценки уже выявленных залежей.

В региональном плане наиболее перспективной на подсолевые отложения является Усть-Кутско-Ботуобинская антиклинальная зона, которая рассматривается в качестве крупной зоны возможного нефтегазоаккумуляции. На ее территории, по расчетам, сосредоточено около 60% всех прогнозных запасов нефти и газа Иркутского амфитеатра (см. рисунок), в связи с чем основные объемы поисково-разведочных работ в ближайшие годы должны быть размещены в районах этой зоны.

Усть-Кутско-Ботуобинская антиклинальная зона, расположенная в северо-восточной части амфитеатра, на современной стадии изученности прослежена в подсолевых отложениях от Усть-Кута на юге до Ботуобинской седловины на северо-востоке. Длина антиклинальной зоны более 700 км, ширина превышает 200 км, амплитуда — до 800 м. В ее пределах по глубоким горизонтам осадочного покрова и по поверхности фундамента выделяется несколько крупных конседиментационных поднятий сводового типа, в том числе Усть-Кутский свод (на юге), Непский свод (в центральной части) и группа поднятий Ботуобинского газоносного района (на северо-востоке). Вся территория Усть-Кутско-Ботуобинской зоны обладает высокими перспективами с доказанной нефтегазоносностью нижнекембрийских отложений, но наибольшие перспективы связываются с Непским сводом и группой поднятий Ботуобинского района.



Структурно-тектоническая схема подсолевых отложений Иркутского амфитеатра

1 — южная граница Сибирской платформы (граница распространения осадочного чехла); 2 — изолинии абсолютных отметок кровли мотской свиты (в м); 3 — группы скважин и одиночные скважины глубокого бурения: а — не давшие значительных притоков нефти или газа, б — с притоками нефти 5 т/сут. и более, в — давшие фонтаны газа более 50 тыс. м³/сут.

Основные антиклинальные структуры в подсолевых отложениях (цифры на схеме): I — Усть-Кутский свод; II — Непский свод; III — группа поднятий Ботубинского газоносного района; IV — Аталангинский вал; V — Братский вал; VI — Пушкинско-Захаровский свод

Непский свод прослеживается от пос. Марково на северо-восток на расстоянии до 350 км, его ширина достигает 150–180 км, амплитуда по кровле мотской свиты — более 700 м. Геологическое строение этой крупной структуры изучено недостаточно. Сравнительно уверенно фиксируются пока только южные участки свода, где проведены сейсморазведочные работы МОВ и пробурено несколько параметрических скважин (Токминская, Волоконская, Соснинская, Преображенская, Частинская), Киренская опорная и ряд поисковых и разведочных скважин на Марковской, Ярактинской, Карелинской, Криволукской и Непской площадях. Северо-восточная часть свода, а также северо-западный и юго-восточный его склоны изучены слабо. Буровых работ там не проводилось, в связи с чем об их строении приходится судить только по данным региональных геолого-геофизических исследований, которыми в подсолевых отложениях выявлен ряд антиклинальных перегибов, требующих дальнейшей детализации.

На южном окончании Непского свода уже выявлено два месторождения: Марковское (Золотов и др., 1968) и Ярактинское (Базанов, 1973; Васильев и др.,

1972). На Марковском месторождении установлены газоконденсатная литологически экранированная залежь в песчаниках парфеновского горизонта (дебиты газа их скважин до 250 тыс. м³/сут.) и небольшая по запасам залежь нефти в трещиноватых доломитах осинского горизонта усольской свиты, приуроченная к зоне дробления пород вдоль тектонического дизъюнктивного нарушения (дебит нефти из скв. 1 достигал 1000 т/сут., в других скважинах не превышал 50 т/сут.) На Ярактинском месторождении выявлена залежь нефти, видимо, с газовой шапкой, приуроченная к литологически экранированной ловушке в песчаниках, подстилающих карбонатные породы мотской свиты. Нефтеносный горизонт назван ярактинским, но не исключено, что на этой площади он является литологическим аналогом парфеновского горизонта Марковского месторождения. Устойчивые дебиты нефти в отдельных скважинах (8, 16 и др.) достигают 100–130 т/сут. Это месторождение сейчас находится в стадии разведки.

Кроме Марковского и Ярактинского месторождений из песчаников нижнемотской подсвиты (парфеновский горизонт) в южной части Непского свода получены фонтан газа 122 тыс. м³/сут. (скв. 87 Потаповской площади) и приток нефти до 5 т/сут. (скв. 3 Криволюкской площади); наблюдались интенсивные нефтегазопоявления и в ряде других скважин. Преображенская скв. 106, расположенная в наиболее приподнятой части Непского свода, показала значительное сокращение мощности терригенных отложений, залегающих на фундаменте; из них при испытании получен газ с дебитом 80 тыс. м³/сут. на 10-миллиметровом штуцере. Из Непской скв. 1, расположенной в 30 км западнее Ярактинского месторождения, получен кратковременный самоизлив нефти, но не из нижнемотских песчаников, а из трещиноватых доломитов ангарской свиты (по-видимому, бильчирский горизонт).

Известно, что пластовые воды Иркутского амфитеатра в большинстве случаев недонасыщены растворенным газом (коэффициент насыщения обычно > 1); при известных условиях это может привести к естественному истощению залежей вследствие растворения газа и нефти в пластовых водах (Анциферов, 1972). В южной части Непского свода, наоборот, выявляется закономерность противоположного характера. Газонасыщенность пластовых вод нижнемотских песчаников здесь близка к предельной, а в скв. 6 Ярактинской площади и скв. 7 Непской площади упругость растворенных газов превышает пластовое давление (коэффициент насыщения > 1), т.е. в настоящее время здесь существуют условия, благоприятные для сохранения залежей и пополнения их запасов за счет выделения растворенного газа в свободную фазу. Состав растворенных газов преимущественно метановый, с повышенным содержанием "тяжелых" углеводородов. Пластовые воды представлены предельно концентрированными и сильно метаморфизованными рассолами хлоридного кальциевого состава, содержат органические вещества и отличаются высоким содержанием брома, низкой сульфатностью и другими гидрогеохимическими показателями, которые указывают на затрудненный гидродинамический режим перспективных пластов и возможность сохранения в них крупных залежей нефти и газа.

Перспективы Непского свода подтверждаются также данными битуминологическими исследованиями, которые свидетельствуют о миграции углеводородов из окружающих погруженных участков в сторону центральной части свода. Максимальные концентрации аллохтонных (вторичных) битумоидов в песчаниках мотской свиты в пределах свода достигают 0,15–0,40%, в то время как в прилегающих прогибах их содержание не превышает 0,09–0,015%. Аналогичная картина фиксируется и по общему содержанию углеводородов, количество которых за пределами свода не превышает 138–700 г/м³, а на его изученных участках достигает 3500–4900 г/м³.

Таким образом, Непский свод по всем показателям — один из самых перспективных районов Иркутского амфитеатра. Мощность терригенных отложений в пределах свода уменьшается к северу и к центральной его части, при этом отдельные пласты и пачки выклиниваются или претерпевают литолого-фациальные изменения, создавая благоприятные условия для формирования литологически- и стратиграфически экранированных ловушек. Сами же залежи приурочены к повышенным участкам выклинивающихся песчаниковых пластов и главным образом к зонам с хорошими коллекторскими свойствами, закономерности размещения которых пока не изучены.

Для Марковского месторождения зона улучшенных коллекторских свойств песчаников парфеновского горизонта сейчас прослеживается в субширотном направлении, и предполагается, что она будет огибать южный склон Непского свода по контуру его основания.

На Ярактинском месторождении, по данным бурения первых семи скважин в расположении зоны песчаников с улучшенными коллекторскими свойствами, намечается примерно такая же закономерность. Однако на Ярактинском месторождении и к северу от него на ряде других участков Непского свода (Токма, Волокон, Соснино и др.) керн терригенных отложений иногда сильно засолен, что в значительной степени усложняет поисково-разведочный процесс вообще и изучение коллекторов в частности. Пористость засоленных песчаников после промывки пресной водой увеличивается в 5–10 раз, а проницаемость — в десятки и даже в сотни раз, но причины засоления (естественного или в результате воздействия соленого бурового раствора), а также характер размещения засоленных зон в пространстве ранее не изучались. Поэтому поиски и разведка залежей в пределах Непского свода будут сопряжены со специфическими затруднениями методического характера и потребуют значительного объема геолого-геофизических и буровых работ, а также специализированных научных исследований.

К северо-востоку от Непского свода (на территории Якутской АССР) располагается группа поднятий Ботуобинского газоносного района, который на северо-востоке непосредственно примыкает к Ботуобинской седловине и частично охватывает ее юго-западное окончание. Региональными сейсморазведочными работами МОВ в его пределах по подсолевым отложениям и поверхности фундамента выявлено несколько крупных поднятий (Средне-Ботуобинское, Мурбайское, Пеледуйское, Нелбинское и др.). Однако характер сочленения этих структур с Непским сводом еще не выяснен и требует детализации. На Средне-Ботуобинской площади из залегающих на фундаменте терригенных отложений мотской свиты (парфеновский горизонт) из карбонатных пород осинского горизонта усольской свиты в ряде скважин получены фонтаны газа с дебитом до 200–700 тыс. м³/сут. В настоящее время Средне-Ботуобинское месторождение находится в стадии разведки, но геохимических и гидрогеологических материалов для региональных обобщений пока не имеется. Можно предположить, что в Ботуобинском районе, как и в районе Непского свода, поисково-разведочные работы также будут осложняться явлениями засоления терригенного коллектора, так как пластовые рассолы здесь тоже предельно концентрированы, а температура нефтегазоносных горизонтов близка к нулю и даже на поверхности фундамента не превышает 10–15°С.

К юго-западу от Непского свода располагается Усть-Кутский свод, имеющий по кровле мотской свиты овалы очертания размером 150 x 120 км при амплитуде 100–130 м. От Непского свода он отделяется небольшой Марковской седловиной (перемычкой), которая фиксируется Верхне-Тирской скв. 104, вскрывшей кровлю мотской свиты на абсолютной отметке –2000 м. В этой скважине из песчаников парфеновского горизонта при опробовании пластоиспытателем получен фонтан газа с дебитом до 200 тыс. м³/сут. В скв. 4 Усть-Кутской площади из карбонатных отложений верхней части мотской свиты получен фонтан газа с дебитом 80 тыс. м³/сут.

Усть-Кутско-Ботуобинская антиклинальная зона, по-видимому, не ограничивается перечисленными структурами Непского свода, Ботуобинского района и Усть-Кутского свода, а имеет продолжение на юго-запад, в центральную часть Иркутского амфитеатра, и замыкается на территории Ангаро-Ленского междуречья. Некоторые исследователи предполагают ее продолжение на юго-запад даже до Иркутского выступа (район г. Черемхова), но это предположение подтвердить пока невозможно, так как в Ангаро-Ленском междуречье буровых работ и региональных сейсмопрофилей не проводилось.

Непосредственно на предполагаемом юго-западном продолжении Усть-Кутско-Ботуобинской зоны по отражающему горизонту "Б" (мотская свита) сейсморазведкой выявлен Аталангинский вал субмеридионального простирания с ориентировочными размерами 90 x 40 км и амплитудой 80–100 м. В его пределах вы-

деляется несколько антиклинальных поднятий — Купское, Северо-Купское, Кайтымское и другие, которые требуют дальнейшей детализации. По гидрогеологическим и геохимическим показателям, полученным в ВостСибНИИГГиМСе, Ангаро-Ленское междуречье является весьма перспективным на подсолевые отложения, в связи с чем указанные антиклинальные поднятия Аталангинского вала представляют несомненный интерес для поиска нефти и газа и должны рассматриваться в качестве первоочередных объектов для постановки площадных сейсморазведочных работ и глубокого поискового бурения.

Братский вал расположен в зоне сочленения Ангаро-Ленской моноклинали с Саяно-Енисейской депрессией. По данным региональных сейсморазведочных работ МОВ, длина вала по кровле мотской свиты составляет предположительно 200 км, ширина — 70–100 км, амплитуда не превышает 100 м. В его пределах намечается несколько крупных локальных поднятий, в том числе Братское (в центральной части вала), Седановское и Ковинское (на севере), Окинское (на юге) и др.

Братский вал по экономическому положению и близости к крупным промышленным центрам Иркутской области выгодно отличается от труднодоступных районов Непского свода и других перспективных участков Усть-Кутско-Ботуобинской антиклинальной зоны, но изучен пока очень слабо. Скважинами подтверждены лишь общие очертания вала, в то время как его южное окончание и контуры локальных поднятий еще не установлены. Из 13 заложённых здесь скважин на 1.1 1974 г. до кровли фундамента доведена только одна — Наратайская скв. 3, пробуренная на северном склоне Окинского поднятия. При ее испытании из песчаников нижнемотской подсвиты получен пластовый рассол с газом. Опорная скв. 1 на северной периклинали Братского поднятия остановлена в терригенных отложениях мотской свиты, из которых также получен рассол с газом. Скважина 8, пробуренная в сводовой части Братского поднятия, из песчаников парфеновского горизонта дала фонтан газа 170 тыс. м³/сут. на 8-миллиметровом штуцере и является скважиной-первооткрывательницей Братского месторождения. Пробуренные на этом поднятии скв. 9 и 10 оказались за контуром газоносности. Разведка месторождения продолжается.

Перспективы нефтегазоносности Братского вала обусловлены его удачным расположением в пограничной зоне сочленения Ангаро-Ленской моноклинали с глубокой Присяно-Енисейской депрессией, наличием крупных локальных поднятий и других структурных осложнений, значительной мощностью терригенных отложений мотской свиты (более 200 м), которая сокращается к сводам локальных поднятий и создает условия для формирования литологических залежей, а также затрудненным гидродинамическим режимом перспективных горизонтов. В отличие от Непского свода, здесь не зафиксировано засоления песчаников мотской свиты, что несколько облегчает решение задач по изучению и прогнозированию зон с улучшенными коллекторскими свойствами пород.

Однако, по данным литолого-геохимических исследований, центральная и северная части Братского вала, по-видимому, малоперспективны для поиска крупных залежей нефти и газа в подсолевых отложениях. Терригенные отложения мотской свиты представлены здесь преимущественно красноцветными разностями, которые формировались в окислительных условиях осадконакопления, неблагоприятных для генерации углеводородов, причем к северу перспективные песчаники и алевролиты довольно резко фациально замещаются аргиллитами и доломитами. По сравнению с южными районами и тем более с Усть-Кутско-Ботуобинской антиклинальной зоной песчаники и алевролиты характеризуются малым содержанием вторичных (аллохтонных) битумоидов 0,01–0,02%. В процессе бурения Седановской скв. 34 из средней части усольской свиты был получен газовый фонтан, но газ оказался негорючим, и при анализе в нем зафиксированы азот и углекислый газ при содержании углеводородов не более 10%.

Перспективы Братского вала значительно возрастают в южном направлении, к югу от Наратайской скв. 3 и Большеокинской скв. 107. В этом направлении намечается улучшение коллекторских свойств песчаников мотской свиты, увеличивается в них содержание вторичных битумов (до 0,08–0,10%) и повышается веро-

ятность формирования залежей углеводородов за счет их латеральной миграции из районов Присяянья, что подтверждается палеотектоническими построениями и анализом истории тектонического развития юго-западной части амфитеатра.

Пушкинско-Захаровский свод, расположенный в северо-западной части Иркутского амфитеатра, также является крупной зоной возможного нефтегазонакопления в нижнекембрийских и докембрийских отложениях. По данным региональных геофизических исследований, по кровле мотской свиты его длина достигает 150 км, ширина — 60–80 км, амплитуда превышает 1000 м. Однако наиболее перспективные песчаники нижнемотской подсвиты залегают здесь несколько глубже, чем в пределах Братского вала.

Изложенное позволяет наметить следующие основные задачи и направления поисково-разведочных работ на нефть и газ на ближайшие годы.

1. Дальнейшее изучение поисковыми и разведочными скважинами Ярактинского, Преображенского, Средне-Ботуобинского и других выявленных месторождений с целью их промышленной оценки и детальной разведки.

2. Изучение Усть-Кутско-Ботуобинской антиклинальной зоны параметрическими и поисковыми скважинами в комплексе с сейсморазведкой, электроразведкой и высокоточной гравиразведкой, чтобы уточнить строение Непского свода, структур Ботуобинского района и Аталангинского вала (особенно их склонов), выявить в их пределах локальные поднятия, выявить закономерности пространственного размещения пород-коллекторов и ловушек и обнаружить в них новые залежи нефти и газа (главным образом в терригенных отложениях нижнемотской подсвиты).

3. Региональное изучение опорными и параметрическими скважинами в комплексе с профильной сейсморазведкой малоизученных участков амфитеатра, и в первую очередь Ангаро-Ленского междуречья, Пушкинско-Захаровского свода и южного окончания Братского вала. Здесь следует провести региональные геолого-геофизические работы с выведением субширотных профилей в районы Тулунского Присяянья и Прибайкалья, а субмеридиональных — в районы Жигаловского вала, Верхне-Ангарских дислокаций и Братско-Марковский. В качестве первоочередной задачи целесообразно запланировать обработку основного (опорного) профиля субширотного простираения по линии Тулунская опорная скважина — Новокадинск (верховья р. Када) — Подволочная (на р. Ангаре) — Чурилово (на р. Илеме) — южная часть Аталангинского вала (водораздел рек Коченги и Аталанги) — Дядино (на р. Лене) — Дивиткан (на р. Ханда) — Казачинская параметрическая скважина; общая протяженность профиля — 450 км. По линии этого профиля потребуются заложить несколько параметрических скважин, в том числе Новокадинскую, Подволочную, Чуриловскую, Аталангинскую (Коченгскую), Дядинскую и Дивитканскую (Верхне-Хандинскую) с проектными глубинами 3000–3500 м (до фундамента). Не менее интересным может оказаться и профиль субмеридионального простираения по линии Тайшет — Пушкинско-Захаровский свод (Гольявино на р. Ангаре) — Подкаменная Тунгуска (Куюмбинская скважина) протяженностью 600 км в комплексе с пятью-шестью параметрическими скважинами (глубиной 3000–4500 м), расположенными в пределах свода и Енисейской антеклизы. Эти профили пересекут совершенно не изученные бурением и сейсморазведкой районы и дадут новые данные для регионального обобщения перспектив нефтегазоносности и выбора направлений для дальнейших поисково-разведочных работ в пределах юга Сибирской платформы.

4. В районах Присяянья, перспективы нефтегазоносности которого достаточно обоснованы и освещены в печати (Васильев и др., 1967), необходимо возобновить поисково-разведочные работы с целью завершения региональных исследований. Здесь целесообразно провести четыре-пять сейсмических профилей МОВ и РНП в основном северо-восточного простираения с привязкой их к ранее пробуренным колонковым и глубоким скважинам (Тулунская, Карасайская, Тагнинская, Хортагнинская и др.), а также заложить несколько дополнительных параметрических и поисковых скважин на уже известных антиклинальных структурах и других перспективных участках, которые будут выявлены сейсмопрофилями. Эти работы наряду с уточнением тектонического строения глубоко залегающих терригенных

комплексов Присаянья должны выяснить закономерности развития обнаруженной здесь в прошлые годы полосы песчаников парфеновского горизонта с очень высокими коллекторскими свойствами (пористость 15–25%, проницаемость от десятков миллиардов до 1000 мдарси) и конкретизировать перспективы их нефтегазоносности.

Для быстрейшего открытия новых месторождений нефти и газа в пределах юга Сибирской платформы необходимо резко увеличить объемы сейсморазведочных и буровых работ.

ЛИТЕРАТУРА

- Анциферов А.С. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений Иркутского амфитеатра. — Геол. нефти и газа, 1972, № 11.
- Базанов Э.А. Геологическое строение Ярактинского нефтяного месторождения в Иркутской области. — Геол. нефти и газа, 1973, № 7.
- Васильев В.Г., Дробот Д.И., Конторович А.Э., Преснова Р.Н., Рогожников Г.Б. Новые данные о нефтегазоносности нижнеомской подсвиты нижнего кембрия юга Сибирской платформы. — Нефтегаз. геол. и геофиз., 1972, № 2.
- Васильев В.Г., Золотов А.Н., Мазур В.Б., Мандельбаум М.М., Пritула Ю.А., Савинский К.А., Самсонов В.В., Трофимук А.А. Перспективы открытия крупных газовых и нефтяных месторождений на юге Сибирской платформы. — Геол. нефти и газа, 1967, № 10.
- Золотов А.Н., Тыщенко Л.Ф., Овченков Л.К., Анциферов А.С. Строение газоконденсатной залежи парфеновского горизонта Марковского месторождения. — Геол. нефти и газа, 1968, № 6.
- Пritула Ю.А., Коган А.Б., Базанов Э.А. К перспективам поисков крупных зон нефтегазонакопления на юге Сибирской платформы. — Геол. нефти и газа, 1969, № 9.

М.И. Варенцов, С.М. Дорошко, В.Г. Чичмарев

ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Вилюйская синеклиза, занимающая восточную часть Сибирской платформы, является одной из наиболее перспективных областей этого обширного региона. На ее территории за последние годы выявлен целый ряд газовых и газоконденсатных месторождений: например, Средне-Вилюйское, Мастахское. В результате геолого-геофизических и буровых работ получены новые данные по тектонике и истории развития этой обширной территории, позволяющие сделать более обоснованные выводы о ее перспективах.

В основу проведенных исследований положен метод анализа мощностей и палеотектонических реконструкций, широко применяемый в настоящее время. За опорные поверхности при палеотектонических построениях приняты границы крупных стратиграфических подразделений мезозойских отложений (T_1 , T_{2+3} , J_1 , J_2 , J_3 , Cr_1), хорошо прослеживающихся на электрокаротажных диаграммах по всей территории Вилюйской синеклизы.

В связи с тем что территория синеклизы изучена глубоким бурением неравномерно, структурные и палеоструктурные построения выполнены методом схождения с широким использованием результатов сейсмических исследований и количественной интерпретации гравиметрических данных. Для триас-нижнеюрского литолого-стратиграфического комплекса, слабо изученного бурением и характеризующегося стабильными условиями прогибания, были построены графики корреляционной зависимости мощностей отложений отдельных стратиграфических подразделений, входящих в состав этого комплекса.

В основу палеотектонических реконструкций поверхности кристаллического фундамента, залегающего на значительной глубине и вскрытого бурением лишь в нескольких пунктах синеклизы (Якутск, Сунтары), положена схема глубин залегания фундамента по данным гравиметрических наблюдений (Жмурова и др., 1968).

История геологического развития территории, входящей в пределы Виллюйской синеклизы, подразделяется на четыре этапа: архейский, раннепротерозойский, позднепротерозойско-среднепалеозойский и верхнепалеозойско-мезозойский. В это время происходило заложение основных геотектонических элементов, изменялся режим тектонических движений, в широких пределах проявлялись метаморфизм и горообразование. С тремя первыми этапами связано формирование платформенной структуры древней зоны прогибания, выделяемой рядом исследователей под названием Палеовиллюйского прогиба (К.Б. Мокшанцев, Г.И. Штех и др.). Последний этап отвечает формированию наложенного верхнепалеозойско-мезозойского литолого-стратиграфического комплекса, выполняющего Виллюйскую синеклизу.

Развитие Палеовиллюйского прогиба по характеру и режиму тектонических движений резко отличалось от формирования Виллюйской синеклизы.

Палеовиллюйский прогиб выполнен мощным комплексом (до 5–6 км) отложенных протерозойско-нижнепалеозойского возраста (время наиболее интенсивного прогибания Байкало-Патомской геосинклинали). Прогиб характеризуется преимущественно северо-восточным (байкальским) простиранием осложняющих его структурных элементов различного порядка, а также усилением амплитуды тектонических движений с северо-востока на юго-запад, т.е. в сторону Байкало-Патомской геосинклинали. Совокупность этих данных показывает, что формирование Палеовиллюйского прогиба тесно связано с развитием этой геосинклинали. С учетом структурных особенностей Палеовиллюйского прогиба его границы на юго-востоке проводятся по глубинному разлому, проходящему северо-западнее Синского, Ситинского и Чакыйского поднятий, а на северо-западе (по данным К.Б. Мокшанцева, Г.И. Штеха, Г.С. Фрадкина и др.) — по глубинному разлому, прослеживающемуся по северному борту Ыгыатганской впадины и южному склону Мунского поднятия. На северо-востоке Палеовиллюйский прогиб осложнен дугообразным глубинным разломом, Жиганская и Якутская ветви которого четко фиксируются магнитометрическими исследованиями. Этот разлом, как бы ограничивает область влияния интенсивно прогибающейся в протерозойско-нижнепалеозойское время Байкало-Патомской геосинклинали.

Анализ геолого-геофизических материалов дает основание предположить, что на раннепротерозойском этапе развития территория Палеовиллюйского прогиба характеризовалась сложным сочетанием платформенных и геосинклинальных условий и представляла собой метагеосинклиналь, раскрывающуюся на юго-западе в обширную геосинклинальную область, которая охватывала значительно большую территорию по сравнению с более поздней, байкальской геосинклиналью. Упомянутую метагеосинклиналь осложняли две зоны глыбовых поднятий архейского фундамента, вытянутые в северо-восточном направлении. К зонам этих поднятий примыкали глубокие прогибы, которые на юго-западе вливались в раннепротерозойскую геосинклиналь и характеризовались, вероятно, как и последняя, геосинклинальными условиями развития. Глыбовые поднятия отделялись от разделяющих их прогибов глубинными разломами северо-восточного, а на востоке почти широтного простирания.

Таким образом, касаясь вопроса о возрасте и строении фундамента, авторы присоединяются к мнению тех исследователей (К.Б. Мокшанцев и др.), которые считают кристаллическое основание Виллюйской синеклизы гетерогенным образованием раннепротерозойского возраста с глыбами более ранней, архейской консолидации (типа Сунтарской).

После замыкания раннепротерозойской геосинклинали на всей территории Палеовиллюйского прогиба установился платформенный режим. Однако возникшая в раннем протерозое система глубинных разломов, а также гетерогенность фундамента обусловили высокую мобильность этой территории в последующие этапы ее развития.

Вследствие слабой изученности отложений позднепротерозойско-палеозойского литолого-стратиграфического комплекса о развитии Палеовиллюйского прогиба в этот отрезок времени можно судить лишь по характеру изменения его суммарной мощности, определенной по разности глубин залегания фундамента и подошвы мезозойских отложений (рис. 1).

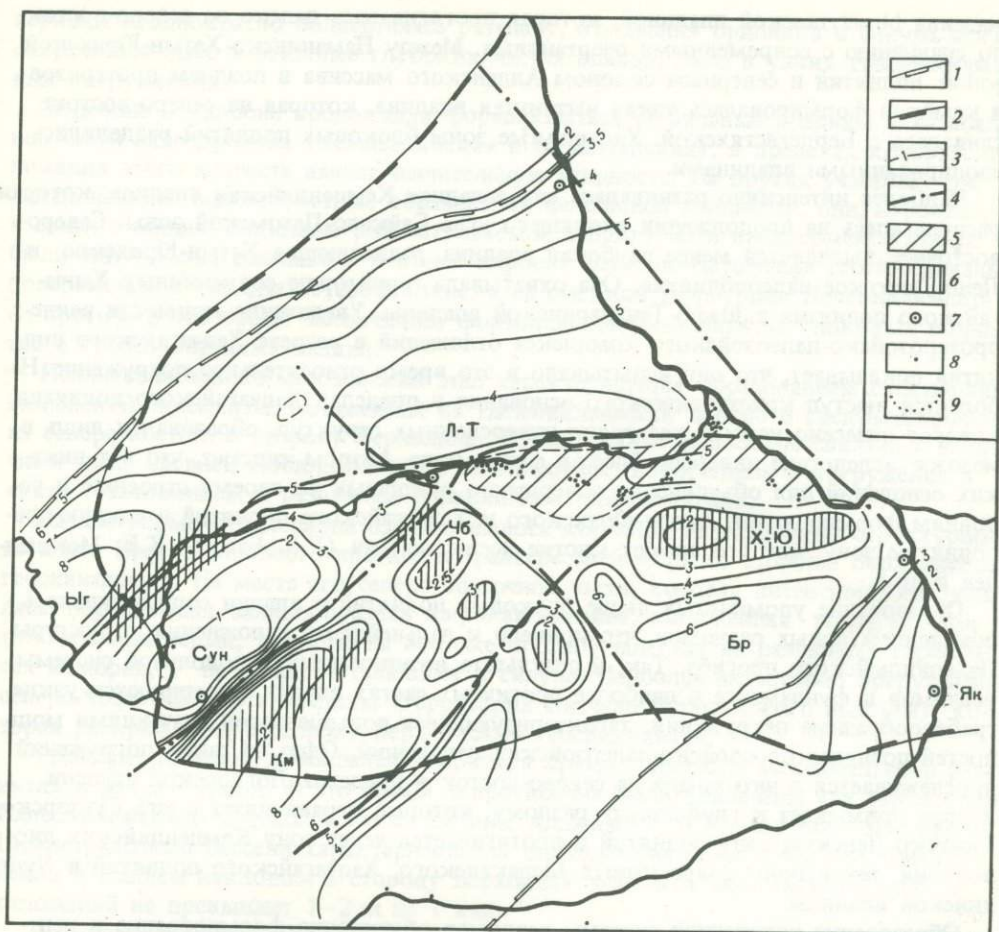


Рис. 1. Схематическая карта мощностей рифей-палеозойских отложений Вилюйской синеклизы. Составили М.И. Варенцов, С.М. Дорошко, В.Г. Чичмарев

1 — граница Палеовилюйского прогиба; 2 — границы Вилюйской синеклизы; 3 — изопахиты (в км); 4 — глубинные разломы; 5 — установленные зоны нефтегазоаккумуляции; 6 — возможные зоны нефтегазоаккумуляции; 7 — опорные скважины; 8 — глубокие развальные впадины; 9 — границы распространения стратиграфических подразделений

Поднятия: Ян — Якутское, Сун — Сунтарское, Х-Ю — Хатын-Юряхское, Л-Т — Лено-Тюнгское, Чб — Чабьдинское. Впадины: Км — Кемпендяйская, Ыг — Ыгыаттанская, Бр — Бердестяхская

С позднепротерозойского (рифейского) времени с новой силой возобновились интенсивные тектонические процессы в Байкало-Патомской геосинклинали. Эти движения вызвали в пределах Палеовилюйского прогиба значительные перемещения блоков фундамента по разломам, заложенным в раннем палеозое, и привели к его дальнейшему раздроблению. Как показывает палеоструктурный анализ, с этим этапом развития связано формирование в центральной части прогиба двух зон блоковых поднятий фундамента, вытянутых в северо-восточном направлении. Южная зона включала в себя Наманинское, Баппагайское и Хатын-Юряхское блоковые поднятия. Северная зона состояла из Сунтарского поднятия и поднятия, выявленного палеотектоническими исследованиями на территории современной Линденской впадины и названного Лено-Тюнгским. Зона глыбовых поднятий четко фиксируется на палеоструктурной карте (см. рис. 1) резким сокращением (до 1–2,5 км) мощности нижнепалеозойско-среднепалеозойского литолого-стратиграфического комплекса отложений. Одновременно с формированием блоковых поднятий происходило образование сопряженных с ними глубоких впадин. Так, например, Сунтарско-Тюнгско-Линденская зона поднятий отделялась от южного склона Анабарского

массива Ыгыаттанской впадиной, которая протягивалась далеко на северо-восток по сравнению с современными очертаниями. Между Наманинско-Хатын-Юряхской зоной поднятий и северным склоном Алданского массива в позднем протерозое и кембрии формировалась узкая вытянутая впадина, которая на северо-востоке сливалась с Бердегестяхской. Упомянутые зоны блоковых поднятий разделялись изолированными впадинами.

Наиболее интенсивно развивалась юго-западная Кемпендяйская впадина, которая располагалась на продолжении входящего угла Байкало-Патомской зоны. Северо-восточнее выделяется менее глубокая впадина, разделяющая Хатын-Юряхское и Лено-Тюнгское палеоподнятия. Она охватывала территорию современных Хапчагайского поднятия и Южно-Тангнаринской впадины. Увеличение мощности раннепротерозойско-палеозойского комплекса отложений в разрезе Хапчагайского поднятия показывает, что оно испытывало в это время относительное погружение. Небольшой выступ кристаллического основания в пределах Хапчагайского поднятия, которое отнесено нами к категории инверсионных структур, образовался лишь в мезозое вследствие инверсии блоков фундамента. Авторы считают, что нет никаких оснований для объединения совершенно различных по своему строению и условиям формирования Хатын-Юряхского и Хапчагайского поднятий в единую поднятую зону, как это делают многие исследователи (Г.Д. Бабаян, К.Б. Мокшанцев и др.).

Образование упомянутых выше блоковых поднятий и впадин сопровождалось появлением новых разломов, что привело к дальнейшему усложнению структуры Палеовиллюйского прогиба. Так, в результате возникновения продольной системы разломов в фундаменте в наиболее прогнутых частях впадин формируются узкие грабенообразные погружения, характеризующиеся повышенными значениями мощностей позднепротерозойско-палеозойских отложений. Одно из таких погружений прослеживается с юго-запада на северо-восток в пределах Логлорской ступени, второе примыкает к глубинному разлому, который ограничивает с юга Сунтарско-Тюнгско-Ленскую зону поднятий и протягивается через зону Кемпендяйских дислокаций, территорию современных Быраканского, Хапчагайского поднятий и Лунгинской впадины.

Образование поперечной системы разломов обусловило формирование в центральной части палеопроггиба поперечного Чабыдинского поднятия (Мокшанцев и др., 1969), соединяющего Сунтарско-Тюнгско-Ленскую и Наманинско-Хатын-Юряхскую зону поднятий. Это поднятие продольными разломами было разбито на ряд блоков северо-восточного простирания.

Поперечным глубинным разломом, образование которого приурочено к более раннему этапу развития, Палеовиллюйский прогиб делится на две части (см. рис.1), значительно отличающиеся по характеру тектонических движений и глубинному строению. Юго-западная часть палеопроггиба, примыкающая к Байкало-Патомской геосинклинали, характеризуется высокой тектонической активностью, северо-восточным простиранием крупных тектонических элементов, наибольшей полнотой разреза и значительной мощностью рифей-среднепалеозойских отложений, достигающей 8–10 км. Северо-восточная часть палеопроггиба, значительно удаленная от Байкало-Патомской зоны, отличается более слабой тектонической активностью, широким простиранием крупных тектонических элементов и меньшей амплитудой прогибаний. Мощность рассматриваемого комплекса в его пределах сильно сокращена (до 3–5 км). Наиболее вероятно, что в заключительную стадию развития Байкало-Патомской геосинклинали, когда последняя не оказывала существенного влияния на развитие северо-восточной части прогиба, эта территория характеризовалась замедленным прогибанием и была приподнята относительно юго-западного сегмента. В связи с этим в ордовике, силуре и тем более в среднем палеозое здесь накапливались отложения небольшой мощности.

Учитывая изложенное, а также характер распространения палеозойских отложений на склонах Алданского и Анабарского массивов, авторы приходят к выводу, что отложения ордовика и силура северо-восточной части Виллюйской синеклизы не имеют широкого распространения. Поскольку эта территория в последующие

периоды неоднократно подвергалась размыву, отложения ордовика и силура могли сохраниться либо в наиболее глубоких частях впадин, либо в узких грабенообразных погружениях.

В девоне и карбоне продолжались формироваться мобильные впадины юго-западной части палеопргиба (Кемпендяйская и Ыгыаттанская), в пределах которых отложения этого возраста имеют значительную мощность. На других участках, где накапливались разновозрастные образования небольшой мощности, они, вероятно, в связи с общим подъемом рассматриваемой территории в предпермское время были уничтожены размывом. В конце карбона Байкало-Патомская геосинклиналь превратилась в складчатое сооружение, а на смежной территории Палеовиллюйского прогиба в это время закончилось формирование большинства блоковых поднятий и грабенообразных впадин.

Позднепалеозойско-мезозойский этап характеризуется образованием собственно Виллюйской синеклизы, наложенной на Палеовиллюйский прогиб и раскрывавшейся на северо-восток, в сторону Верхоянья. Формирование синеклизы связано с наличием здесь древней мобильной зоны палеопргиба, вовлеченной в погружение в связи с заложением и развитием Верхоянской геосинклинали.

Начало пермского периода ознаменовалось коренной перестройкой структурного плана Палеовиллюйского прогиба и трансгрессией моря со стороны Верхоянской геосинклинали. На месте его северо-восточной части, которая интенсивно погружалась, образовалась заливообразная широкая впадина, заполненная терригенными отложениями перми, которые на востоке прогиба залежали на различных горизонтах кембрия, а на западе — ордовика и силура. Наиболее интенсивно погружалась северо-восточная часть впадины (территория Китчано-Буролахского выступа), которая раскрывалась в сторону Верхоянской геосинклинали.

Трансгрессия моря, начавшаяся в пермское время, достигла максимального развития в раннем триасе. В это время в прогибание были вовлечены вся территория Палеовиллюйского прогиба, а также склоны Алданского и Анабарского массивов. Нижнетриасовый бассейн характеризовался стабильными условиями осадконакопления и слабым наклоном в сторону Верхоянья. Градиент нарастания мощности отложений не превышает 1–2 м на 1 км.

В среднем триасе продолжалось плавное прогибание впадины, которое сопровождалось постепенным уменьшением ее размеров. В позднем триасе одновременно с сокращением размеров увеличилась интенсивность прогибания впадины. Градиент нарастания мощности верхнетриасовых отложений составляет 4–7 м на 1 км.

В конце триаса происходит регрессия моря, сопровождающаяся перерывом в осадконакоплении. В результате подъема территории на склонах Анабарского и Алданского массивов, в пределах Ыгыаттанской впадины и Сунтарского поднятия триасовые отложения были полностью размывы. На выступах кристаллического фундамента Сунтарского поднятия эти осадки, вероятно, не отлагались, так как оно все время испытывало восходящие движения и размывалось. После размыва на бортах синеклизы, а также на территории Кемпендяйской впадины, которая в это время представляла собой ее центриклинальное окончание, сохранились лишь нижнетриасовые отложения, а центральную часть заполняли отложения среднего и верхнего триаса.

В результате тектонических движений триасового периода в пределах Виллюйской синеклизы сформировалась очень пологая полузамкнутая впадина, контуры которой на юге и западе примерно соответствовали современным границам распространения нижнемеловых отложений. Область наиболее интенсивного погружения этой впадины, как и в пермский период, находилась в ее северо-восточной части и раскрывалась в сторону Верхоянской геосинклинали. Ее осевая часть была приурочена к центральному разлому, прослеживающемуся к югу от древней Сунтаро-Тюнгско-Линденской зоны поднятий. Более древние блоковые поднятия и впадины в это время были погребены под толщей пермских и триасовых отложений. Халчагайского поднятия тогда еще не существовало, оно начало развиваться значительно позже. В триасовое время на этом месте располагалась наиболее погруженная часть впадины. Основными источниками сноса обломочного материала в об-

ласть данной синеклизы в триасе служили Алданский и Анабарский массивы и Байкало-Патомское нагорье. Терригенный материал частично поступал за счет размыва Якутского, Сунтарского, Мунского и других поднятий древнего заложения, которые продолжали развиваться в это время.

Раннеюрская эпоха ознаменовалась новой широкой трансгрессией моря, которая распространилась на всю Вилюйскую синеклизу и далеко за ее пределы — на территорию Алданского и Анабарского массивов. Отложения нижней юры с резким угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают различные подразделения триасового и палеозойского возраста, а также архейские образования (Сунтарское, Якутское и другие поднятия). Как и в триасовое время, в ранней юре продолжала формироваться очень пологая полузамкнутая впадина, расширяющаяся и открывающаяся в сторону Верхоянской геосинклинали. В этом же направлении отмечается увеличение интенсивности прогибания впадины. Если в западной части впадины градиент нарастания мощности составляет доли метра, то в восточном направлении (Усть-Вилюйская и Сангарская площади) он увеличивается до 5 м на 1 км. Область максимального прогибания по-прежнему располагалась в районе современного Китчано-Буралахского поднятия. Ось впадины немного сместилась в северном направлении. Сокращение мощности нижеюрских отложений в пределах Сунтарского поднятия, которое выражается на карте мощностей в виде структурного носа, вероятно, связано с наличием в его пределах древнего эрозионного рельефа. В районе современного Хапчагайского поднятия отмечаются слабые дифференцированные движения, которые привели к образованию здесь слабо выраженной структурной террасы. Прогибание нижеюрского бассейна компенсировалось терригенным материалом, поступавшим с Анабарского и Алданского массивов и Байкало-Патомского нагорья.

В средней юре происходит перестройка старого и заложение нового структурного плана. С этого времени начинается новый этап развития Вилюйской синеклизы — дифференциация ранее сформированной впадины и усложнение ее структуры (рис. 2). В эту эпоху были заложены основные структурные элементы собственно Вилюйской синеклизы, при этом структурный план среднеюрского времени в значительной степени отражается в основных чертах современного строения синеклизы.

Таким образом, начало иверсионных движений в Верхоянье, с которыми связывают формирование основных тектонических элементов мезозойского структурного плана синеклизы, относится не к поздней юре, как считают К.Б. Мокшанцев и др. (1969), а к среднеюрской эпохе.

Как показывают палеотектонические построения, область опускания в средней юре охватывала обширную территорию, в том числе и склоны Анабарского и Алданского массивов. Амплитуда прогибания Вилюйской синеклизы, как и в раннеюрскую эпоху, была незначительной. Размеры среднеюрского морского бассейна по сравнению с нижеюрским сильно сократились, и он значительно обмелел. В это время в осевой части Вилюйской синеклизы возникает широкая мобильная зона, примыкающая к зоне глубинного разлома. В пределах этой зоны в результате дифференцированных инверсионных движений отдельных блоков фундамента одновременно с осадконакоплением начинают формироваться прерывистые сводовые поднятия различных размеров и очертаний; причем простираение наиболее крупных структур совпадало с простираем всей зоны. На восточном участке мобильной зоны, примыкающей к Верхоянской геосинклинали, происходит заложение Сангаро-Берге-Олойского и Хапчагайского сводовых поднятий. Амплитуда этих поднятий в среднеюрское время была небольшой и не превышала 50–70 м по кровле. Эти движения, усиленные впоследствии пластичными деформациями соли, послужили толчком для образования солянокупольных структур. В зоне максимального прогибания развивавшейся ранее впадины отмечаются слабые иверсионные движения в пределах Китчано-Буралахской зоны передовых складок. Одновременно с формованием поднятий происходило заложение Лунгхинской, Верхне-Тангнаринской и Линденской впадин. Последняя была наложена на древнее Лено-Тюнгское поднятие.

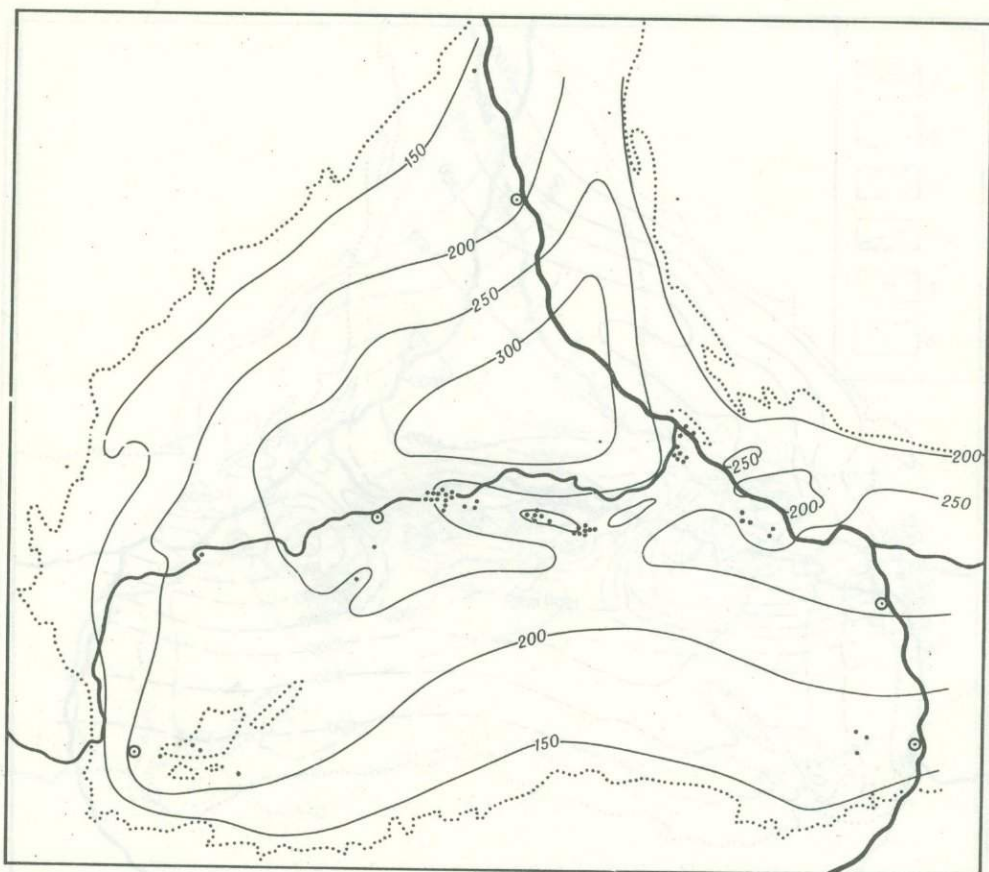


Рис. 2. Схематическая карта мощностей среднеюрских отложений Вилюйской синеклизы. Составили М.И. Варенцов, С.М. Дорошко, В.Г. Чичмарев

Условные обозначения см. на рис. 4

В среднеюрский период накапливался преимущественно песчаный материал, обогащенный растительным детритом, обуглившейся древесиной, которые приносились, как и в предшествующий период, с Алданского и Анабарского массивов.

В позднеюрскую эпоху, с активизацией складчатых процессов в Верхоянской геосинклинали, прогибание Вилюйской синеклизы значительно усилилось, особенно ее восточной части, которая была вовлечена в нисходящие движения Приверхоянским краевым прогибом. По сравнению со среднеюрским временем область ее наибольшего прогибания несколько сократилась, хотя ее размеры по-прежнему значительно превышали размеры современной синеклизы (рис. 3). Прогибание территории компенсировалось накоплением прибрежно-морских, частично мелководных и на большей части территории континентальных отложений. Обломочный материал поступал со стороны Анабарского и Алданского массивов и с территории Байкало-Патомского нагорья.

Одновременно с прогибанием синеклизы усиливаются дифференцированные (нередко с изменением знака) подвижки блоков фундамента. Сильнее всего они проявлялись в ее центральной, наиболее мобильной зоне, соответствующей грабенообразному опусканию фундамента. Инверсионные движения, вероятно, развивались и в пределах Логлорской грабенообразной зоны опусканий. В центральной части одновременно с осадконакоплением продолжалось формирование Сангаро-Берге-Олойского, Хапчагайского и, вероятно, Быраканского сводовых поднятий, а также зоны Кемпендяйских дислокаций.

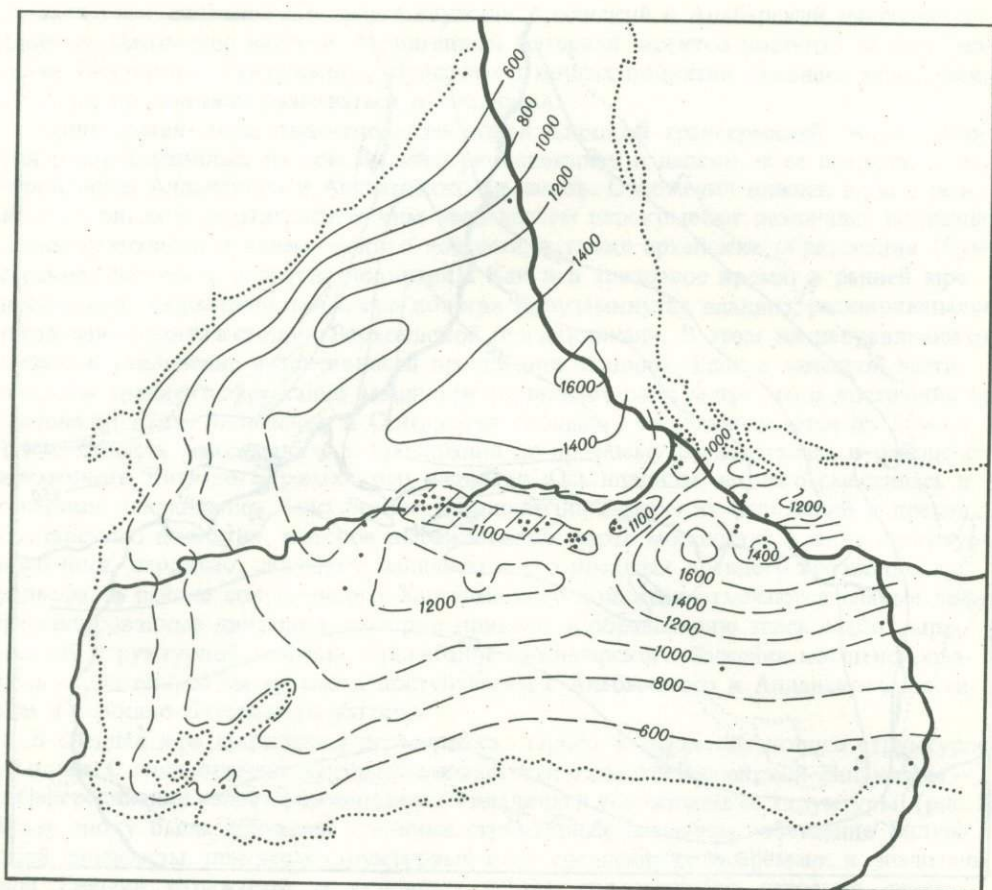


Рис. 3. Схематическая карта мощностей верхнеюрских отложений Вилюйской синеклизы. Составили М.И. Варенцов, С.М. Дорошко, В.Г. Чичмарев

Условные обозначения см. на рис. 4

Интенсивность роста поднятий в позднеюрскую эпоху была в несколько раз выше, чем в среднеюрскую. Амплитуды Хапчагайского и Сангаро-Берге-Олойского сводовых поднятий по кровле нижней юры увеличились до 200 м. Однако этих движений, как и в среднеюрское время, оказалось недостаточно для того, чтобы в пределах Хапчагайского поднятия образовалась структура замкнутого контура в нижнетриасовых, пермских и тем более в нижележащих отложениях.

На территории Китчано-Буролахской зоны в то время имели место слабые складчатые движения, на что указывает относительно приподнятое положение Усть-Вилюйской и Собо-Хаинской структур (см. рис. 3). Китчано-Буролахская зона отделяла северную ветвь краевого прогиба от южной, причем наиболее прогнутая часть Линденской и Лунгхинской впадин входила в состав последнего.

В раннемеловое время, с усилением восходящих движений в Верхоянской геосинклинали, параллельно с формированием Вилюйской синеклизы интенсивно развивается Приверхоянский краевой прогиб. Общие размеры области прогибания, в пределах которой продолжали накапливаться в это время континентальные угленосные отложения, сократились и примерно соответствовали современным размерам синеклизы.

Одновременно с погружением указанных территорий синеклизы и краевого прогиба в их пределах продолжалось конседиментационное развитие крупных структурных элементов. Однако, как и в позднеюрское время, интенсивность этих движений была невысокой, а амплитуда поднятий — незначительной.

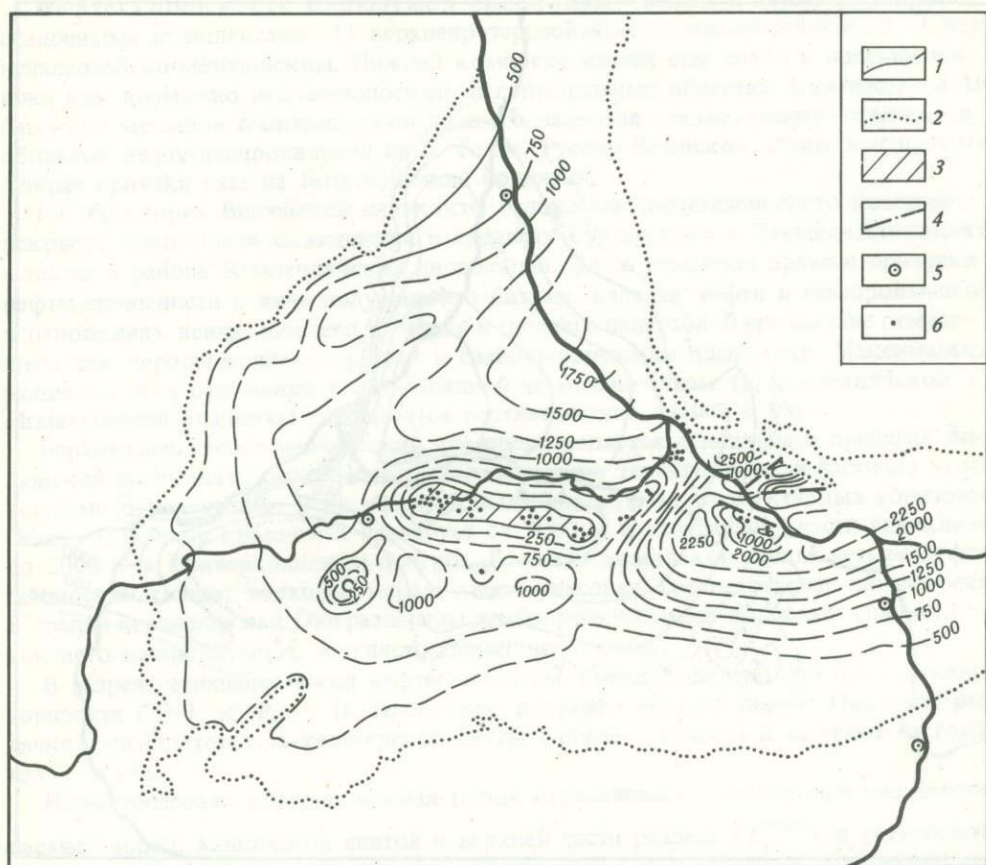


Рис. 4. Схематическая карта мощностей нижнемеловых отложений Вилюйской синеклизы. Составили М.И. Варенцов, С.М. Дорошко, В.Г. Чичмарев

1 — изопахты (в м); 2 — внешний контур современного распространения отложений; 3 — зона древних размывов; 4 — разрывные нарушения; 5 — опорные скважины; 6 — глубокие разведочные скважины

Более активное развитие тектонических движений отмечается позднее — на границе позднего и раннего мела, когда территория синеклизы была приподнята и подвергалась размыву. В это время в несколько раз увеличилась амплитуда поднятий центральной зоны и структур Логгорской ступени, а также развивались складчатые структуры Китчано-Буролахского и других поднятий краевого прогиба. В результате формирования Хапчагайского поднятия в его сводовой части были полностью размывы отложения нижнего мела и частично верхней юры. Амплитуда поднятия по кровле нижнеюрских отложений увеличилась в это время до 1500 м. В результате инверсии блоков фундамента в пределах Хапчагайского поднятия на месте грабенообразной зоны опускания образовался выступ кристаллического основания. Формирование Сангаро-Берге-Олойского поднятия сопровождалось как частичным размывом нижнемеловых отложений, так и развитием дизъюнктивных нарушений типа взбросов, приподнятые крылья которых надвинуты в сторону Верхоянья. В то же время в пределах Китчано-Буролахского поднятия надвиги обращены в сторону Вилюйской синеклизы и секут нарушения, осложняющие Сангаро-Берге-Олойское поднятие (рис. 4), что еще раз указывает на различную тектоническую природу этих поднятий и различный возраст осложняющих их разрывных нарушений.

Привнос терригенного материала в Вилюйскую синеклизу и в Приверхоянский прогиб осуществлялся из тех же областей, что и в позднеюрскую эпоху, и частично с Верхоянской складчатой области, которая в меловое время представляла собой сушу (Коссовская, 1960).

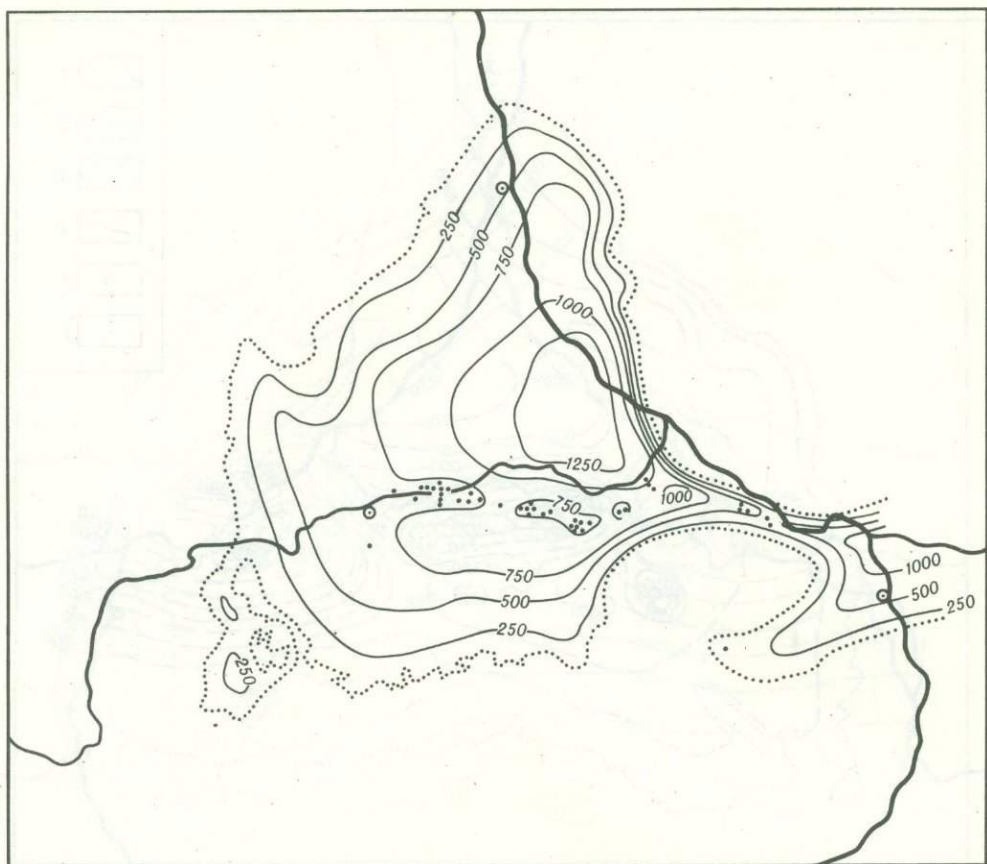


Рис. 5. Схематическая карта мощностей верхнемеловых отложений Вилуйской синеклизы. Составили М.И. Варенцов, С.М. Дорошко, В.Г. Чичмарев

Условные обозначения см. на рис. 4

В позднемеловую эпоху, когда Верхоянская геосинклиналь превратилась в горное сооружение и испытывала воздымание, Вилуйская синеклиза вновь испытывала прогибание, особенно интенсивное в восточной части, где накапливалась мощная толща континентальных грубозернистых пород, перекрывающая с резким угловым несогласием отложения нижнего мела (рис. 5).

В пределах Хапчагайского поднятия в этот период отмечаются слабые дифференцированные движения, приведшие к формированию отдельных локальных поднятий, в которых установлено несоответствие структурных планов по верхнемеловым и нижнемеловым отложениям. В юго-восточной части синеклизы, в результате оживления движений в зонах глубинных разломов, возобновилось формирование Хатын-Юряхского поднятия и Бердигестяхской впадины, отнесенных нами к категории возрожденных структур. Китчано-Буролахская зона в это время вместе с Верхояньем была высоко приподнята по глубинным разломам, и в ее пределах образовалась система дугообразных надвигов, обращенных в сторону Вилуйской синеклизы.

На основании изложенного можно заключить, что в истории формирования структуры Вилуйской синеклизы выделяются три крупных этапа. Первый (пермь — ранняя юра) соответствует развитию единой полузамкнутой впадины, открывающейся в сторону Верхоянья, второй (средняя юра — ранний мел) связан с расчленением синеклизы и формированием в ее пределах крупных тектонических элементов, а также смежного (в восточной части) краевого прогиба и третий (верхний мел) отвечает развитию замкнутой, слабодифференцированной верхнемеловой мульды.

Нефтегазоносность Вилуйской синеклизы связана с двумя крупными осадочными комплексами: 1) верхнепротерозойско-среднепалеозойским и 2) верхнепалеозойско-мезозойским. Нижний комплекс изучен еще слабо и оценивается пока как возможно нефтегазоносный. В сопредельных областях Алданского и Анабарского массивов с отложениями нижнего палеозоя связаны многочисленные и обильные нефтегазопроявления на р. Толбе, Русско-Реченской площади и промышленные притоки газа на Ботуобинском поднятии.

На территории Вилуйской синеклизы отложения нефтегазоносного комплекса вскрыты единичными скважинами в пределах Сунтарского и Чакыйского поднятий, а также в районе Кемпендянских дислокаций. Здесь отмечены прямые признаки нефтегазоносности в виде полужидкого битума, капелек нефти и газопроявлений в отложениях венда, нижнего кембрия и среднего палеозоя. В его составе отмечаются как породы-коллекторы, так и слабопроницаемые покрывки. Максимальная мощность этих отложений в юго-западной части синеклизы (в Кемпендяйской и Ыгыаттайской впадинах) оценивается соответственно в 10 и 8 км.

Верхнепалеозойско-мезозойский комплекс является основным в пределах Вилуйской синеклизы. Он сложен преимущественно терригенными и частично угленосными отложениями. В их разрезах выделяется до 11 продуктивных горизонтов. Общая мощность комплекса варьирует от 2000 м в центральной части синеклизы до 3000 м в Приверхоянском прогибе. В состав комплекса входят четыре нефтегазоносные толщи: верхнепермская, нижнетриасовая, среднетриасово-нижнеюрская и средне-верхнеюрская. Они разделены слабопроницаемыми породами глинистого, глинисто-алевролитового и углисто-глинистого состава.

В разрезе верхнепермской нефтегазоносной толщи выделено два продуктивных горизонта P_2-I и P_2-II , залегающие в кровле верхней перми. Они перекрыты пачкой аргиллитов усть-кельтерской свиты (нижнего триаса) и залегают на глубинах 2–6 км.

Нижнетриасовая нефтегазоносная толща ограничивается двумя пачками непроницаемых пород: мономской свитой в верхней части разреза ($T_1^{мон}$) и усть-кельтерской свитой у основания ($T_1^{у.к.}$). В разрезе толщи (сверху вниз) выделены следующие горизонты: T_1-I , T_1-II , T_1-III , T_1-IV . Наиболее продуктивным является горизонт T_1-III , залегающий в подошве мономской свиты.

Верхнетриасово-нижнеюрская газоносная толща ограничена двумя покрывками: аргиллитовой толщей нижнего триаса в подошвенной части и аргиллитами верхнего лейаса в кровле. Здесь выделяются газоносные горизонты: T_1-I , J_1-II , J_1-III .

Следует отметить, что все юрские горизонты продуктивны лишь в пределах Усть-Вилуйского района. На Хапчагайском поднятии, где в юрских отложениях не содержится выдержанных по площади глинистых пластов значительной мощности, продуктивен лишь верхний горизонт, залегающий непосредственно под аргиллитовой пачкой верхнего лейаса.

Средне-верхнеюрская нефтегазоносная толща включает в себя продуктивные горизонты: J_2-I , J_3-I , J_3-II . Первый из них залегает непосредственно над аргиллитами верхнего лейаса, а другие приурочены к кровле марыкчанской свиты.

Нижнеюрские, триасовые и верхнепермские отложения в пределах Вилуйской синеклизы регионально нефтегазоносны.

* * *

Фактические материалы, приведенные выше, подтверждают выводы предыдущих исследователей о том, что основным фактором размещения газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений на территории Вилуйской синеклизы является структурно-тектонический. Именно этот фактор контролирует формирование залежей нефти и газа. Однако роль и значение этого фактора в различных тектонических зонах синеклизы проявляются по-разному, в зависимости от конкретных особенностей их геологического строения, истории развития и т.д.

Средне-Вилуйско-Бадаранская и Китчано-Усть-Вилуйская зоны преимущественного газонакопления, а также Эксеняхско-Баламыканская, Кемпендяйская и другие зоны возможного газонакопления приурочены к приразломным валообразным поднятиям.

В Вилуйской синеклизе газовые и газоконденсатные месторождения имеют многоплатовый характер, приурочены к зонам максимальных мощностей верхнепалеозойско-мезозойских отложений, тяготеющих к центральной, наиболее погруженной части синеклизы. Высокая газоносность этих районов обусловлена сочетанием таких благоприятных факторов, как высокая амплитуда локальных поднятий, их большие размеры, наличие мощных покрывок и коллекторских толщ, устойчивость структурных планов в период миграции углеводородов и другие особенности. Все это привело к формированию таких крупных газовых месторождений, как Средне-Вилуйское и Мастахское.

Как показывает статистический анализ (В.Д. Наливкин и др.), нефтяные месторождения тяготеют к унаследованным структурам, в то время как новообразованные структурные формы обычно газоносны, что подтверждается на примере газовых и газоконденсатных месторождений Вилуйской синеклизы.

Перспективы дальнейших поисков нефтяных и газовых месторождений на территории синеклизы связано с указанными ранее двумя нефтегазоносными комплексами.

Для поисков в верхнепротерозойско-среднепалеозойском комплексе в районах юго-западной части синеклизы перспективны склоны Сунтарского погребенного поднятия, Нижне-Тюнгское, Чабыдинское, Бапагайское и Хатын-Юряхское блоковые поднятия. На южном борту синеклизы перспективы этих отложений связываются с Чакийским погребенным поднятием, где в отложениях нижнего палеозоя выявлен ряд положительных структур. Глубина залегания рассматриваемого комплекса измеряется здесь от 2 до 6 км.

В смежных южных областях Восточно-Сибирской платформы с отложениями нижнего палеозоя связаны промышленные залежи нефти и газа (Марковский и Ботубинский районы) и многочисленные нефтегазопроявления, что указывает на региональную нефтегазоносность этого комплекса.

Для изучения земель, перспективных по отложениям нижнего нефтегазоносного этажа, предлагается проведение ряда сейсмических профилей в совокупности с параметрическим бурением.

Перспективы верхнепалеозойско-мезозойского нефтегазоносного комплекса не требуют доказательств, так как с ним связаны уже выявленные залежи газа на Хапчагайском поднятии. К перспективным землям по этим отложениям отнесены склоны указанного выше поднятия, а также бортовые области синеклизы, где могут быть встречены стратиграфические и литологические залежи, особенно в верхнепермских отложениях.

Необходимо возобновить работы на Берге-Олойской структуре, где уже были получены притоки нефти. Как крупная зона нефтегазонакопления большой интерес представляет собой Линденская впадина, где для поисков перспективных структур необходимо расширить сейсмические работы.

Для открытия крупных месторождений нефти и газа на территории Вилуйской синеклизы и сопредельных территорий Приверхоанского краевого прогиба необходимо резко увеличить объемы геолого-геофизических исследований и буровых работ. Немаловажную роль при проведении буровых работ следует отвести параметрическому бурению.

ЛИТЕРАТУРА

- Варенцов М.И., Дорошко С.М., Куренков Н.Т. Проблемы нефтегазоносности Восточной Сибири. — В сб. "Проблемы геологии нефти". М., "Недра", 1968.
- Варенцов М.И., Дорошко С.М., Чичмарев В.Г. Тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности Вилуйской синеклизы. — В сб. "Проблемы геологии нефти". М., "Недра", 1968.
- Горнштейн Д.К., Гудков А.А., Косолапов А.И., Мокшисцев К.Б. и др. Основные этапы геологического развития и перспективы нефтегазоносности Якутской АССР. М., Изд-во АН СССР, 1963.

- Жмурова Г.А., Иванов А.Г., Ляхов В.А., Ляхова М.Е., Оксман С.С. Новые данные о тектоническом строении центральной части Вилюйской синеклизы. — В сб. "Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов". М., "Недра", 1968.
- Мокшанцев К.Б., Штех Г.И., Бабаян Г.Д. и др. Тектоническое районирование Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции. — В сб. "Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция". М., "Наука", 1969.
- Рыжов А.С., Дмитриев В.М., Сластенов Ю.Л. О тектонике северо-западного борта Вилюйской синеклизы. — В сб. "Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция". М., "Наука", 1969.
- Трофимук А.А., Васильев В.Г., Черский Н.В. и др. Нефтегазоносность и перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Лено-Вилюйской провинции. — В сб. "Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция" М., "Наука", 1969.
- Фрадкин Г.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности западной части Вилюйской синеклизы. М., "Наука", 1967.
- Чичмарев В.Г. История геологического развития Вилюйской впадины и Приверхоанского краевого прогиба. — В сб. "Тектоника нефтегазоносных областей Сибири". М., "Наука", 1967.
- Штех Г.И. Глубинное строение и история тектонического развития Вилюйской впадины. М., "Наука", 1965.

Б.В. Корнев, Н.А. Кицис, М.Н. Кнепель,
Л.И. Несмеянова, Г.Б. Сальман

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В СОЛЕРОДНОМ БАССЕЙНЕ КРАЕВОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В истории венд-нижнекембрийского солеродного бассейна на юге Сибирской платформы можно выделить четыре последовательных этапа: 1) начальный, 2) переходный, 3) собственно солеродный, 4) завершающий.

Начальный этап — заложение бассейна седиментации на платформе с вовлечением в прогибание ее краевых частей, прилегающих к растущим складчатым сооружениям в геосинклинальных поясах, что являлось началом изоляции бассейна и создания в нем полузамкнутого режима. Этот этап характеризуется преимущественно терригенным осадконакоплением: образованием песчано-глинистых толщ оселковой серии и ушаковской свиты вендского возраста в Предбайкальском и Присаянском прогибах, причем последний, очевидно, соединялся с Предьенисейским прогибом. Центральная часть Иркутского амфитеатра в это время была приподнята и служила источником сноса обломочного материала.

Переходный этап характеризуется смещением областей прогибания и осадконакопления на платформу, дифференцированными движениями блоков ее фундамента с формированием крупных платформенных структур: Верхоленской и Ньюско-Джербинской впадин и Непско-Катангского поднятия. На этом этапе почти на всей территории Иркутского амфитеатра накапливались терригенно-карбонатные осадки нижне- и среднемоетской подсвит. В Присаянье и на склонах Непско-Катангского поднятия в нижнемоетское время формировались грубые осадки в мелководных, прибрежно-морских, иногда континентальных условиях. В центральной и восточной частях амфитеатра в условиях морского режима образовались более тонкие осадки. В среднемоетское время, в связи с уменьшением поступления терригенного материала, начинается отложение терригенно-карбонатных и галогенно-сульфатно-карбонатных осадков. Терригенно-карбонатные породы формируются в западной части амфитеатра, в то время как в восточной части в условиях прогрессирующего засоления бассейна накапливались сульфатно-карбонатные осадки, а в продолжающихся погружаться Верхоленской и особенно Ньюско-Джербинской впадинах — галогенно-карбонатные толщи.

Собственно солеродный этап характеризуется нивелировкой рельефа в складчатых системах обрамления, резким сокращением привноса терригенного материала, преимущественно галогенно-карбонатной седиментацией. В качестве внутривпадинной наследственно развивавшейся положительной структуры сохранилось Непско-Катангское поднятие и сформировалось новое Иркинское-Чадобецкое поднятие,

изолировавшее южную часть седиментационного бассейна Сибирской платформы от ее северной части. Возник самостоятельный Ангаро-Ленский седиментационный бассейн, который во время отложений верхнемоготской подсвиты, усольской, бельской, булайской, ангарской и литвинцевской свит нижнего — среднего кембрия существовал как солеродный бассейн. Дифференцированные движения блоков фундамента южной окраины платформы контролировали распределение фаций в бассейне.

В западной части бассейна заложилась глубокая Саяно-Енисейская синеклиза, ограничениями которой с юга и запада служили складчатые сооружения Саян и Енисейского кряжа, а с севера — внутрибассейновое Иркинеевско-Чадобецкое поднятие. В наиболее погруженной западной части синеклизы — Канско-Тасеевской впадине — начиная, очевидно, с верхнемоготского времени формировались терригенные, карбонатные и галогенные осадки большой мощности. Привнос терригенного материала был значительным в течение всего этапа и осуществлялся с соседней суши. На восточном борту Саяно-Енисейской синеклизы (Братское поднятие) отлагались галогенно-карбонатные осадки. На Иркинеевско-Чадобецком поднятии в мелководных морских условиях накопились маломощные терригенно-карбонатные осадки.

Вдоль восточного борта Ангаро-Ленского седиментационного бассейна продолжалось погружение Нюйско-Джербинской и Верхоленской впадин, где накапливались галогенно-карбонатные илы. Верхоленская впадина была частично изолирована от Саяно-Енисейской синеклизы Нижнеудинским выступом и южными ответвлениями Непско-Катангского поднятия. В усольское время зона максимального соленакопления располагалась в пределах Верхоленской впадины, распространявшейся на северо-запад, в район Тырети, и на юго-восточном борту современного Непского свода; на остальной территории соленакопление не было столь полным и на отдельных этапах замещалось накоплением карбонатных осадков. В ангарское время восточная солеродная впадина распространилась на внутреннее поле Иркутского амфитеатра, ответвления ее уходили в Саяно-Енисейскую синеклизу и на северо-восток вдоль современного Непского свода, сливаясь с Нюйско-Джербинской солеродной впадиной. В конце солеродного этапа, в среднем кембрии, зона максимального соленакопления локализовалась в южной части Верхоленской впадины.

На завершающем этапе (поздний кембрий) вдоль западной и восточной границ бассейна развивались прогибы, заполнявшиеся красноцветными, часто континентальными песчано-глинистыми образованиями верхоленской свиты. Эти прогибы разделялись зоной относительного поднятия в центральной части амфитеатра (Ангаро-Пеледуйская антеклиза), служившего зоной нефтегазонакопления. К концу позднего кембрия на востоке (Верхоленская и Нюйско-Джербинская впадины) и на западе (Саяно-Енисейская синеклиза) сформировались области генерации углеводородов.

Дальнейшее развитие Ангаро-Ленского бассейна идет по пути усложнения структурного плана и изменения условий генерации и аккумуляция углеводородов. Начиная с ордовика и особенно в силуре значительное погружение испытывала западная часть бассейна, в то время как в восточных районах преобладали восходящие движения. Таким образом, основной областью генерации углеводородов стала Саяно-Енисейская синеклиза. Последующие тектонические движения определяли главным образом возникновение или расформирование зон нефтегазонакопления, а основные области генерации углеводородов существовавшей перестройки не претерпевали.

С герцинским этапом связано дальнейшее погружение южной части Канско-Тасеевской впадины, а также заложение и развитие Тунгусской синеклизы, в погружение которой были вовлечены северная часть Саяно-Енисейской синеклизы и северо-западные районы Непско-Катангского поднятия.

В течение мезозойского этапа формировались Вилюйская и Прибайкальская синеклизы, в современных границах возникли горно-складчатые ограничения Восточного Саяна; Ангаро-Ленский нефтегазоносный бассейн приобрел современную структуру (рисунок).

Накопление мощных соленосных толщ определило высокую литологическую и гидродинамическую изоляцию подсолевых и межсолевых горизонтов пород-коллекторов и создало специфический гидрогеологический режим современного Ан-

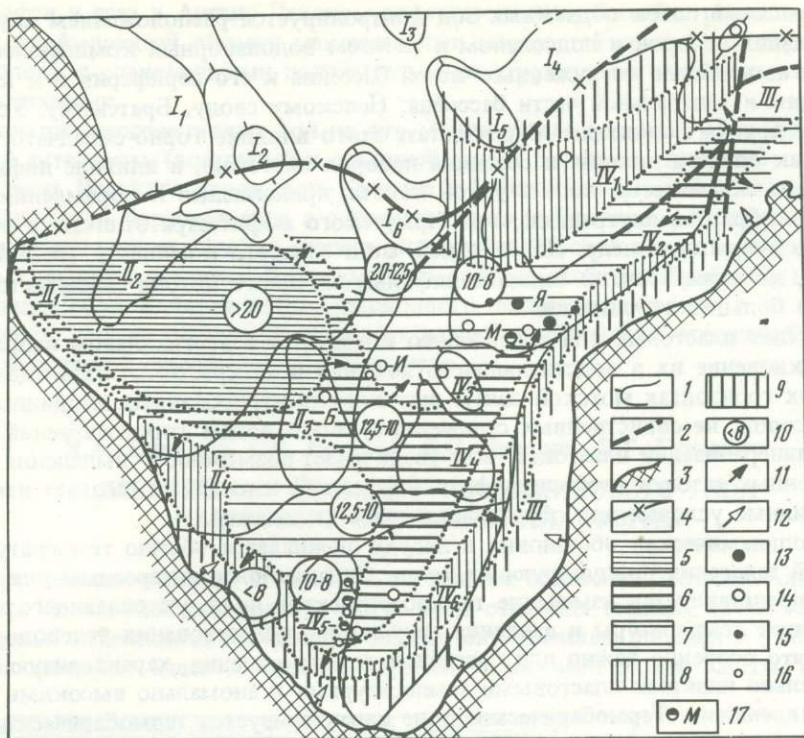


Схема нефтегазоносности и гидрогеологического режима Ангаро-Ленского солеродного бассейна

1 — основные структурные элементы: I₁—I₆ — Тунгусская синеклиза: I₁ — Вельминская впадина, I₂ — Чадобецкое поднятие, I₃ — Чуньский свод, I₄ — Ангаро-Тунгусская бортовая зона; поднятия: I₅ — Ереминское, I₆ — Катангское; II₁—II₄ — Саяно-Енисейская синеклиза: II₁ — Канско-Тасеевская впадина; поднятия: II₂ — Пушкино-Захаровское, II₃ — Братское; II₄ — Ангаро-Тунгусская бортовая зона; III — Предбайкальский краевой прогиб, III₁ — Нюйско-Джербинская впадина; IV₁—IV₆ — Ангаро-Пеледуйская антеклиза: Непский свод — IV₁ — вершина, IV₂ — склон; поднятия: IV₃ — Усть-Кутское, IV₄ — Коченгско-Орленгское, IV₅ — Бельский выступ; IV₆ — Верхоленская впадина; 2 — разломы; 3 — складчатое обрамление; 4 — граница нефтегазоносного бассейна; 5—9 — суммарная мощность кембрийской соли (зоны разных мощностей ограничены пунктирной линией): 5 — более 1000 м, 6 — 1000—750 м, 7 — 750—500 м, 8 — 500—250 м, 9 — менее 250 м; 10 — значения термобарического коэффициента; направления движения вод: 11 — седиментационных, 12 — инфильтрационных; залежи: 13 — нефти, 14 — газа и конденсата; притоки: 15 — нефти, 16 — газа; 17 — разведочные площадки: Б — Братская, И — Илимская, М — Марковская, Я — Ярактинская

гаро-Ленского нефтегазоносного бассейна. Особенностью гидрогеологического режима являются внутренние зоны создания напоров наряду с внешними в обрамлении. Эти зоны приурочены к районам развития максимальных мощностей соли и обусловлены поступлением в подсолевые и межсолевые горизонты поровых растворов и маточной межкристалльной рапы из соленосной толщи под действием геостатических нагрузок. В результате этого в межсолевых и подсолевых горизонтах возникают аномально высокие пластовые давления, значительно превышающие возможные гидростатические (в осинском горизонте на Марковской, Касьяновской и других площадях, в парфеновском горизонте Присяня). В качестве внутренних зон создания напоров выделены районы максимального соленакопления: Саяно-Енисейская синеклиза, Тыретский район, цепочка впадин вдоль восточного края солеродного бассейна (Верхоленская, Нюйско-Джербинская и др.).

Наличие таких зон определяет факторы, влияющие на условия генерации и миграции углеводородов, возможность накопления и сохранения их залежей, латеральный поток подземных вод, их вертикальное движение и термобарические условия в недрах.

Латеральный поток подземных вод контролируется расположением внутренних зон создания напоров в подсоловом и солевом водонапорных комплексах и направлен из наиболее погруженных частей бассейна к его периферии и к крупным поднятиям в центральной части бассейна: Непскому своду, Братскому, Усть-Кутскому и другим поднятиям. В результате этого влияние горно-складчатого обрамления как области питания и создания напоров ничтожно, и влияние инфильтрационных вод сказывается лишь в узкой полосе, прилегающей к обрамлению.

Таким образом, внутренняя часть Иркутского амфитеатра отличается высокой степенью закрытости недр. Для верхней части солевого комплекса (бельская, булайская, ангарская свиты) влияние инфильтрационного потока сказывается на значительно большей территории.

Движение пластовых вод соленосного комплекса в вертикальном направлении и проникновение их в подстилающие отложения подтверждается развитием в водоносных горизонтах мотской свиты высококонцентрированных хлоридно-кальциевых рассолов, не свойственных седиментационным водам этих отложений. Повышение минерализации пластовых вод увеличивает возможность выделения воднорастворенных газов в свободную фазу (эффект Сеченова), что создает наиболее благоприятные условия для образования газовых залежей.

Термодинамическая обстановка в недрах оценивается обычно температурой и глубиной залегания продуцирующих толщ. Однако более интересным для такой оценки представляется изменение термобарического поля, учитывающего равнозначное влияние температуры и давления на условия существования углеводородов в недрах, что особенно важно для бассейнов соленакпления, характеризующихся относительно низкими пластовыми температурами и аномально высокими пластовыми давлениями. Термобарическое поле характеризуется термобарическим коэффициентом, определяемым как произведение пластовых давлений и температур:

$$K_{PT} = \frac{PT}{10000} \text{ ата} \cdot \text{град.}$$

Значения термобарического коэффициента в пределах Ангаро-Ленского нефтегазоносного бассейна меняются от 5 до 20 и более. Максимальными значениями характеризуется Саяно-Енисейская синеклиза, бортовую зону которой оконтуривает изолиния 20. Синеклиза рассматривается как зона жестких термобарических условий, благоприятная для генерации углеводородов. В связи с большой мощностью солей, создававших аномально высокие пластовые давления, в Верхоленско-Тыретской и Нюйско-Джербинской впадинах на ранних этапах развития существовали аналогичные условия для генерации углеводородов. На Ангаро-Пеледуйской антеклизе на региональном фоне стабильных значений термобарического коэффициента (12,5–10) установлено несколько термобарических депрессий со значениями $K_{PT} < 10$ (Атовский выступ, Братское поднятие, Непский свод), которые рассматриваются как термобарические ловушки. Периферийная зона Ангаро-Ленского бассейна отличается резким снижением давлений и температур ($K_{PT} < 7$).

Отмеченные особенности обусловили приуроченность природных газов различного типа к определенным гидродинамическим зонам и направление региональной миграции углеводородов в бассейне. Метановые газы развиты преимущественно в наиболее погруженных структурных элементах, являющихся одновременно внутренними зонами создания напоров. Углеводородные газы с повышенным содержанием тяжелых гомологов метана более характерны для внутрибассейновых поднятий, где в термобарических ловушках могут аккумулироваться залежи углеводородов.

Длительная история развития бассейна привела к тому, что в настоящее время мы наблюдаем фрагменты древней вертикальной зональности углеводородов, сохранившихся от разрушения и дегазации.

Итак, южная часть Сибирской платформы (Иркутский амфитеатр) претерпела длительную и сложную историю развития, важнейшим этапом которой было существование в течение нижнего — среднего кембрия солеродного бассейна. Впадины с максимальным соленакплением служили областями генерации углеводородов, а разделяющие их территории — зонами аккумуляции. Все известные притоки и за-

лежи нефти и газа в Ангаро-Ленском нефтегазоносном бассейне расположены в полосе, окаймляющей области максимальных мощностей соли. Узлы пересечений этой полосы с современными положительными структурами являются наиболее перспективными.

В качестве перспективных зон на юге может рассматриваться зона Ангаро-Пеледуйской антеклизы (восточный и северный склон Бельского выступа), на севере — южная часть Непского свода, Усть-Кутское и Коченгско-Орленгское поднятия, Ангаро-Тунгусская бортовая зона с осложняющими ее Братским, Катангским и Ереминским поднятиями. Однако степень гидрогеологической закрытости южных и северных районов различна. В Присаянье в верхней части кембрийской толщи, не содержащей соли, влияние инфильтрационного потока значительно, в то время как в северных, перспективных районах весь разрез кембрийских отложений характеризуется высокой степенью закрытости недр.

Я.А. Галушко, С.В. Потапов, Б.С. Неволин, В.Т. Гудзенко

ДРЕВНЕЙШАЯ ФОРМАЦИЯ ДОМАНИКОВОГО ТИПА НА ВОСТОКЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

К древнейшим осадкам доманикового типа на восточных склонах Алданского щита и в Юдомо-Майском прогибе могут быть отнесены темные, почти черные битуминозные известняки, содержащие иногда окремненные прослои и участки. Эти породы известны здесь в составе верхней части малгинской свиты верхнего

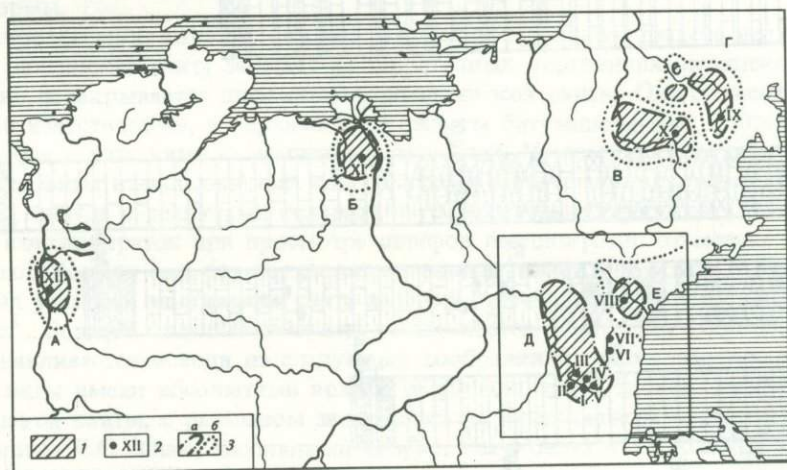


Рис. 1. Распространение малгинской свиты и ее аналогов на окраинах Сибирской платформы и срединных массивах

1 — геоструктуры; 2 — точки отбора образцов (римские цифры соответствуют номерам разрезов на рис. 2); 3 — границы структур: а — выявленные, б — предполагаемые

Буквами обозначены: поднятия — А — Туруханское; Б — Оленекское; срединные массивы — В — Колымский, Г — Омолонский, Е — Охотский, Д — Восточные склоны Алданского щита

Врезка — район исследований

протерозоя. Синхронные аналоги малгинской свиты широко представлены и на окраинах Сибирской платформы, в пределах Оленекского и Туруханского поднятий, а также на Охотском, Омолонском и Колымском срединных массивах (рис. 1)¹. Аналоги малгинской свиты есть, по-видимому, и на западных склонах Урала.

¹ По мнению авторов, в малгинское время Охотский, Омолонский и Колымский массивы являлись частью древней Сибирской платформы.

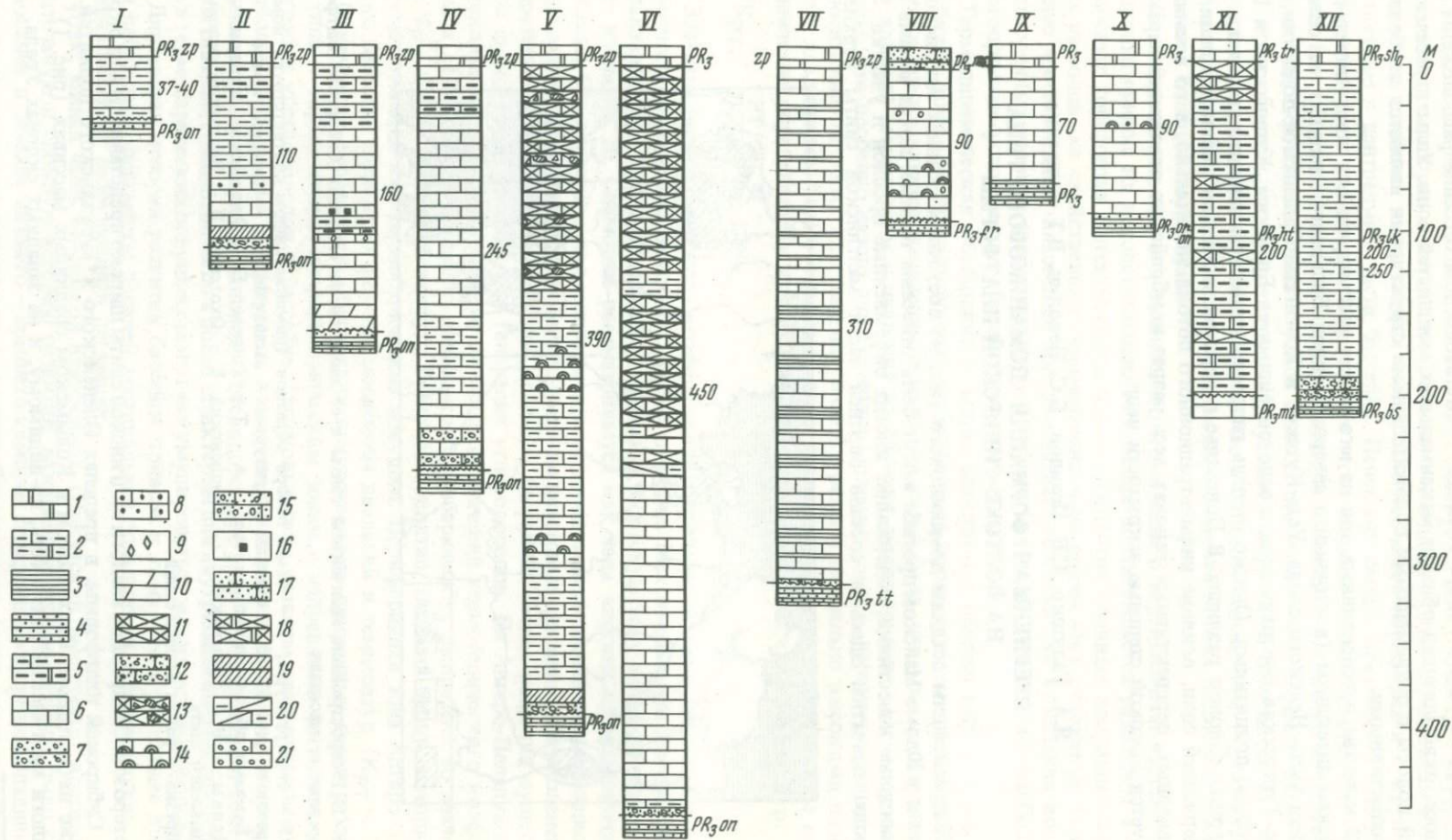


Рис. 2. Разрезы Малгинской свиты и ее аналогов

1 - доломиты; 2 - глинистые известняки и доломиты; 3 - аргиллиты; 4 - алевролиты; 5 - горючие слоистые известняки; 6 - известняки; 7 - конгломераты; 8 - пирит; 9 - гипс; 10 - мергели; 11 - битуминозные известняки; 12 - конгломераты и песчаники; 13 - битуминозные обломочные известняки с кремнями; 14 - строматолитовые известняки; 15 - известняки с песчаниками и алевролитами; 16 - места взятия водорослей для определения; 17 - песчаники; 18 - битуминозные доломиты; 19 - кремнисто-железистые породы; 20 - слабобитуминозные глинистые известняки; 21 - онколитовые известняки. Индексы свит: zp - ципандинской; om - омнинской; tt - тотинской (аналог эннинской и омнинской свит); fr - фирской (аналог ципандинской); ms - мускельской (аналог омнинской); og - ороёкской; ht - хатыспытской; tr - туркутской; mt - мастахской; sh - сухотунгусикской; lk - линок; bs - безыменской. Разрезы: I - р. Левый Керпиль; II - р. Мая, скалы, Селия, ниже пос. Аим; III - Лахандинская скважина, нижнее течение р. Большая Лаханда; IV - реки Арагастак - Утанак - Ингили; V - верховья р. Крестээх; VI - междуречье Северного Уя и Игникана; VII - р. Атыра, междуречье Май и Иникана; VIII - Охотский массив, междуречье Ульбии и Дальсичана; IX - Омолонский массив, р. Маяк, верховья р. Омолон; X - Колымский массив, р. Ороектокан; XI - Оленекское поднятие, реки Хорбусуонка, Ёркёкёт и Керсюке; XII - Туруханское поднятие, р. Линок

В последние годы при геологическом картировании восточных склонов Алданского щита и Юдомо-Майского прогиба проводилось детальное изучение разрезов малгинской свиты. Работы сопровождались большими объемами аналитических исследований, благодаря чему накопился значительный материал о литологическом и минералогическом составе, физических свойствах и распределении органического вещества в отложениях малгинской свиты на крайнем юго-востоке Сибирской платформы.

Разрезы малгинской свиты. В стратиграфическом разрезе верхнего протерозоя малгинская свита залегает на терригенных отложениях омнинской свиты и согласно перекрывается доломитами ципандинской свиты. Она сложена преимущественно известняками, в верхней части разреза битуминозными, с линзовидными прослоями и участками окремненных разностей. Местами в основании малгинской свиты развиты известковистые конгломераты и известково-кремнисто-железистые породы, иногда с реликтами сидерита и стяжениями фосфоритов. Здесь же в цементе конгломератов при просмотре шпифов неоднократно отмечался туфогенный материал. Все это еще раз подтверждает мнение многих геологов о том, что на отдельных участках малгинская свита залегает с перерывом на подстилающих отложениях¹. Возраст малгинской свиты укладывается в интервал 1050-1000 млн. лет и устанавливается исходя из следующих соображений: верхи подстилающей омнинской свиты имеют абсолютный возраст 1050 млн. лет (Нужнов, 1967), а низы лахандинской свиты, с размывом залегающей на ципандинской свите, - 1000 млн. лет. По данным Н.С. Шпак, абсолютный возраст глауконита из отложений малгинской свиты составляет 1000 млн. лет.

Наиболее представительный разрез малгинской свиты описан в 1969 г. И.М. Фердманом в стратотипической местности по левому берегу р. Май на скалах Селия (рис. 2). Здесь на алевролитах омнинской свиты с размывом залегают²:

Мощность, м

1. Известковистые конгломераты, представленные плоско окатанной галькой карбонатных пород величиной 1-2 см. Галька, как правило, сцементирована аморфным кремнистым агрегатом, пропитанным окислами и гидроокислами железа. Реже гальки цементируются карбонатно-опаловым агрегатом с кружевными узорами гидрогетита. Конгломераты обычно образуют линзы длиной 5-7 м и мощностью 0,2-1 м. 2

¹ Р.Н. Макрушин (1973) в основании малгинской свиты на восточных склонах Омнинско-Батомгского поднятия отмечает базальные слои крупнозернистых кварцевых песчаников с линзами (до 0,6 м) мелкогалечных конгломератов и туфогенного материала (до 0,2 м). Им же в среднем течении р. Май обнаружены дайки диабазов (0,5-1 м), прорывающие отложения омнинской свиты и перекрываемые базальными горизонтами малгинской свиты.

² Здесь и далее разрезы описываются снизу вверх.

2. Глинистые известняки, часто слабодоломитистые, блекло-красного и красно-бурого цвета, пелитоморфные, с прекрасно выраженной горизонтальной слоистостью. Мощность отдельных прослоев обычно не превышает 1-5 см. Поверхность напластования часто бугристо-слоистая. Иногда породы отличаются "струйчатой" или четковидной слоистостью, объясненной своим образованием строматолитам типа *Malginella malgica* Kom. et Semikh. Обычно четкообразные стяжения имеют от 3 до 7 см в длину и от 0,4 до 0,7 см в поперечнике. Четкообразные прослои сопровождаются примазками вязкой серовато-зеленой глины. 40

3. Переслаивание желто-серых и светло-серых известняков, слабодоломитистых (5-10 см), с малиновыми глинистыми известняками (2-3 см). Реже встречаются прослои зеленовато-серых известняков с желваковыми стяжениями марказита или хорошо ограненными кристаллами пирита. Строматолиты встречаются и в этой части разреза. Они образуют линзовидные остроконечные или тупоконечные темно-серые полосы, представленные пелитоморфным карбонатом, пропитанным органическим веществом. Эти темно-серые линзовидные и ланцетовидные образования погружены в более светлый мелкозернистый матрикс. 45

4. Темные битуминозные среднезернистые и крупнозернистые известняки, тонко переслаивающиеся с листоватыми пелитоморфными глинистыми известняками, пропитанными битумоидом. Обычно такие известняки при ударе молотком расслаиваются на тонкие плиты, которые, будучи подожженными, воспламеняются и горят коптящим пламенем, издавая запах битума. Поэтому их часто называют "горючими сланцами". Пропитанные битумоидом известняки отличаются хорошо видимой полосчатостью, особенно на поверхности выветривания. Полосчатость обусловлена чередованием прослоев, в сильной степени обогащенных битумоидами, с прослоями, почти лишенными их, и особенно отчетливо проявляется тогда, когда количество битумоида в прослоях превышает 1,85%. Отдельные прослои пелитоморфных известняков, пропитанных битумоидом, в сильной степени обогащены кристаллами пирита. Иногда битуминозные известняки содержат дисковидные образования (10 x 20 см) окремненных песчаных черных известняков, пропитанных битумоидом. В пелитоморфных известняках часто отмечаются мелкие глобулы кремнистых соединений и зернышек кварца. Ритмично переслаивающиеся битуминозные известняки рассеяны жилами, выполненными кальцитом или асфальтитом. Иногда в кавернах встречается черный или темно-коричневый нафтид либо вязкий мазеобразный битумоид. На скалах Малгина (правый берег р. Май в среднем течении) в пачке черных битуминозных известняков наблюдались каверны, выполненные ароматической жидкой нефтью (Ярмолюк, 1966). Обычно же битуминозные известняки представляют собой агрегат зерен кальцита с примесью кристаллов доломита, пропитанный бурым и черным битумоидом, обволакивающим зерна и кристаллы карбоната. 18
Общая мощность малгинской свиты. 105

Другой характерный разрез малгинской свиты описан в 1970 г. В.Р. Алексеевым на правом склоне долины р. Ингили в 6 км ниже устья р. Павлучан. Здесь (разрез IV) также на алевролитах омнинской свиты с размывом залегают:

1. Кремнисто-железистые и известково-кремнисто-железистые красно-вато-бурые и вишнево-красные породы, то плотные мелкозернистые, то пористые. Они образуют прослои от 0,2 до 1,2 м, иногда содержащие плоскую гальку карбонатов и стяжения фосфоритов от 1 до 2 см в поперечнике, которые чередуются с пелитоморфными и микрозернистыми розовыми и желтыми известняками (0,1-0,3 м) 14
2. Известняки серо-зеленые, серые, розовые, мелкозернистые, тонкослоистые (2-5 см), плотные, с раковистым изломом, с тонкими глинистыми примазками 25
3. Известняки глинистые, сургучно-красного, шоколадного, в меньшей степени серого и зеленовато-серого цвета, микрозернистые, тонкоплитчатые 45
4. Известняки серые, темно-серые, зеленовато-серые, иногда с розовым и желтым оттенками, микро- и мелкозернистые, волнисто-слоистые, тонкоплитчатые, с прожилками кальцита, нередко с сетчатым узором трещин усыхания на поверхностях напластования 60
5. Известняки битуминозные, черные, средне- и крупнозернистые, плотные, волнисто-слоистые 10

6. Известняки светло-серые, зеленоватые и желтоватые, микрозернистые, волнисто-слоистые, тонкоплитчатые	5
Общая мощность свиты	160

Рассмотрим теперь, как изменяются разрезы малгинской свиты на Алданском щите. В бассейне среднего течения р. Май, где впервые была выделена малгинская свита (Ярмолюк, 1966) и описаны ее стратотипические разрезы, мощность свиты составляет 100–120 м. В кровле свиты здесь развит характерный горизонт мощностью до 20 м битуминозных известняков, переслаивающихся с горючими пелитоморфными известняками. Битуминозный горизонт прослежен картированием по обоим берегам р. Май на скалах Малгин и Селия, у устья рек Малгин, Сергэ, Ингили и др.

Отсюда в восточном направлении мощность малгинской свиты увеличивается и в верховьях р. Ингили достигает 150–160 м, а мощность битуминозного горизонта постепенно сокращается и у устья р. Павлучан составляет 10 м; в районе приустьевой части р. Хахарь битуминозный горизонт выклинивается.

К юго-западу от среднего течения р. Май, на северных и северо-восточных склонах Омнинско-Батомгского поднятия (см. рис. 2, разрез I), мощность малгинской свиты сокращается до 40–60 м (Нужнов, 1967). Свита представлена здесь переслаивающимися вишнево-красными и серо-зелеными глинистыми известняками, которые без видимого несогласия залегают на алевролитах омнинской свиты и согласно перекрываются доломитами ципандинской свиты. Битуминозные известняки отсутствуют.

Таким образом, малгинская свита по восточному краю Алданского щита характеризуется сравнительно небольшими мощностями, которые закономерно возрастают от 40 до 160 м с юго-запада на северо-восток и восток, по направлению к Юдомо-Майскому прогибу.

В Юдомо-Майском прогибе, непосредственно восточнее Кыллахского и Нельканского разломов (разрез V), мощность малгинской свиты сразу возрастает более чем в 2,5 раза и достигает 400 м. Разрез ее здесь почти на 3/4 состоит из строматолитовых построек типа *Malginella malgica* Kom. et Semikh. Мощность темных, почти черных битуминозных известняков в верхней части свиты увеличивается до 140–200 м (реки Малый Комуи, Чалбук, Алтыра и Айли). Среди них появляются прослои и линзы черных блестящих кремней. 400-метровая мощность малгинской свиты практически остается неизменной в пределах всего Юдомо-Майского прогиба.

На севере Юдомо-Майского прогиба в бассейне р. Ханды малгинской свите синхронна дугинская свита. Нижняя, 200-метровая часть разреза ее представлена блеклыми красно-малиновыми известняками, переслаивающимися с зеленовато-серыми глинистыми известняками, верхняя часть — темными, почти черными битуминозными известняками с кремнями (Башарин, 1967). Такой же разрез установлен Ян Жин-шином в 1962 г. в бассейне р. Правый Чухоней.

За Билякчанским разломом, с востока ограничивающим Юдомо-Майский прогиб, мощность малгинской свиты уменьшается до 310 м (разрез VII), а на Охотском массиве (р. Дальсичан) — до 90–100 м (разрез VIII). Здесь малгинская свита представлена пелитоморфными бежевыми или зеленовато-серыми тонкослоистыми известняками. Необходимо подчеркнуть, что во всех упомянутых разрезах часто имеет место полосчато-струйчатая текстура известняков, обязанная своим возникновением строматолитам *Malginella malgica* Kom. et Semikh (Комар и др., 1970).

В заключение обзора необходимо подчеркнуть, что в разрезах малгинской свиты выделяются три части.

1. Базальный горизонт — известково-кремнисто-железистые породы, иногда с плохо окатанной галькой известняков, реликтами сидерита и округлыми стяжениями фосфоритов от 1 до 2 см в поперечнике. Он прослеживается на восточных склонах Омнинско-Батомгского поднятия и в западной приразломной части Юдомо-Майского прогиба, а также, по устному сообщению М.А. Семихатова, в бассейне р. Ханды. Обычная мощность горизонта около 2 м; на склонах Ингилийской куполовидной структуры мощность его возрастает до 14 м.

2. Средняя часть – блеклые и пестроокрашенные глинистые известняки, мощность которых увеличивается от 40–60 м на Омнинском поднятии до 120–140 м в бассейне р. Май и до 200 м в Юдомо-Майском прогибе.

3. Верхняя часть – битуминозные известняки. Мощность в бассейне среднего течения р. Май не превышает 20 м, в пределах Юдомо-Майского прогиба – 200 м. В первом районе среди битуминозных известняков выделяется линза горючих тонкослоистых известняков площадью 5000 км², вытянутая вдоль р. Май от пос. Аим до устья р. Маймакан.

Литологический состав пород. Малгинская свита сложена преимущественно карбонатными породами. Лишь в основании свиты встречаются известковистые конгломераты и кремнисто-железистые породы. В средней части разреза преобладают глинистые известняки, в верхней части наряду с известняками также широко развиты смешанные известняково-доломитовые породы, реже встречаются доломиты и мергели. По результатам химического анализа известняки нижней части разреза содержат 77,05–87,95% кальцита, 2,82–8,49% доломита и 4,74–12,14% минерального нерастворимого остатка. В более разнообразных по составу породах верхней части содержание кальцита изменяется от 10,58 до 88,21%, доломита – от 6,66 до 78,14% и нерастворимого остатка – от 4,74 до 1,09%.

Кремнисто-железистые породы базального горизонта характеризуются следующим составом (химический анализ четырех бороздовых проб) (в %): сумма окислов железа – 27,40–59,50; Al₂O₃ – 12,36–25,56; SiO₂ – 14,52–30,80, P₂O₅ – 0,06–0,11; SO₃ – 0,06; MnO – 0,01. По данным Ю.К. Горецкого, содержание MnO в базальном горизонте достигает 1%.

Гранулометрический анализ нерастворимого остатка карбонатных пород показал преимущественно глинистый материал. Средний состав глин нерастворимого остатка (по 14 образцам): глина 75,82%, алеврит 17,79%, песок 5,81%, причем в алевритовой части основная фракция имеет размер 0,05–0,01 мм (94,3%). В единичных образцах из основания свиты нерастворимый остаток представлен хлидолитами и алевритами. Средний состав хлидолитов (по двум образцам, в %): алеврит 39,39, глина 38,10, песок 22,50. Алевриты представлены основной фракцией 0,05–0,01 мм (53,25%).

Песчано-алевритовый материал нерастворимого остатка характеризуется незначительным выходом тяжелой фракции (не более 0,01%).

Преобладающей фракцией являются рудные – цирконовая ассоциация со значительным содержанием анатаза, турмалина, лейкоксена, рутила, брукита. Особо следует отметить присутствие в тяжелой фракции нерастворимого остатка обломочных известняков из основания малгинской свиты (среднее течение р. Май) специфического минерала муассанита. Причина появления муассанита в базальном горизонте малгинской свиты остается пока непонятной, так как на восточной окраине Алданского щита установлена генетическая связь этого минерала с более поздними ультраосновными – щелочными породами и кимберлитами (Каминский и др., 1971).

Легкая фракция нерастворимого остатка состоит из кварца (60–85%) и полевых шпатов (14–40%) с незначительной примесью мусковита, биотита и хлорита, общее содержание которых не превышает 1%.

В составе глинистой фракции нерастворимого остатка, исследованной различными методами – дифрактометрическим (рис. 3), термическим, под электронным микроскопом (рис. 4), преобладает гидрослюда с примесью хлорита, смешаннослоистых образований и каолинита. Следует отметить, что гидрослюда преобладает в верхней, битуминозной части свиты, а каолинит наиболее уверенно диагностируется в образцах из базальных прослоев основания свиты: р. Мая, близ пос. Аим, среднее течение р. Ханды.

По результатам химического анализа 15 образцов фракция менее 0,001 мм содержит (в %): SiO₂ – 63,63; TiO₂ – 0,67; Al₂O₃ – 11,05; Fe₂O₃ – 3,91; MnO – 0,03; MgO – 2,45; CaO – 4,15; Na₂O – 1,10; K₂O – 3,91; п.п.п. – 7,22; H₂O – 1,68. Повышенное содержание калия еще раз свидетельствует о преимущественно гидрослюдяном составе глин.

Физические свойства пород. Эти свойства исследовались с целью выделения в разрезе свиты возможных коллекторских горизонтов, обладающих повышенны-

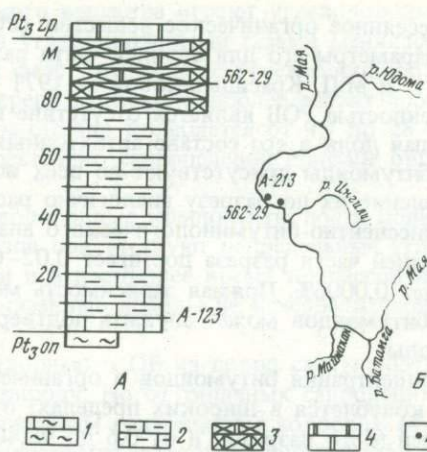
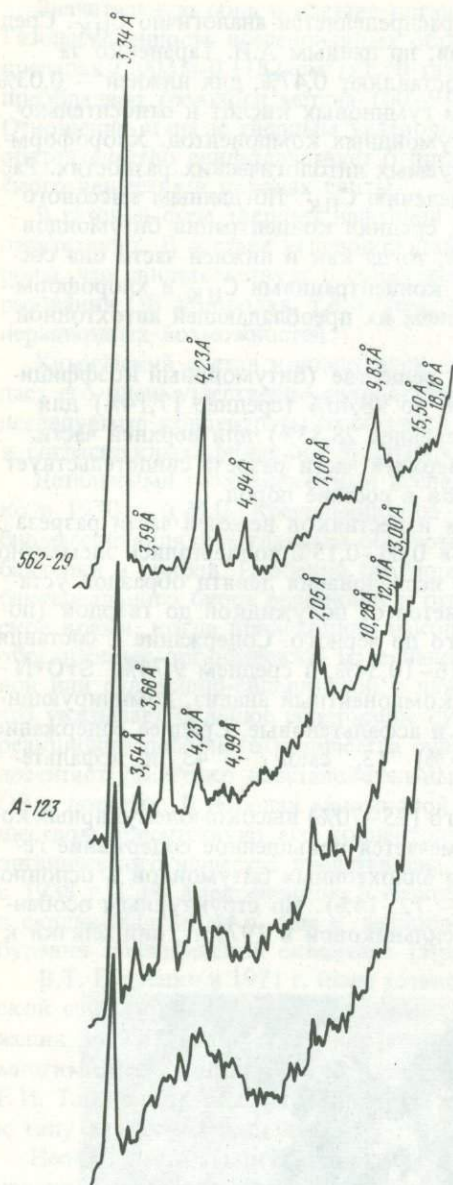


Рис. 3. Дифрактограммы фракции менее 0,001 мм

А — стратиграфическая колонка: 1 — алевролиты; 2 — глинистые известняки; 3 — битуминозные известняки и доломиты; 4 — доломиты. Б — схема района работ: 5 — места отбора образцов

ми емкостными параметрами. В связи с этим производились определения плотности, общей пористости и насыщения, а также газовой проницаемости пород.

Средние значения плотности изменяются в незначительных пределах — от 2,69 до 2,71 г/см³. При этом как ее наименьшее значение (2,30 г/см³), так и наибольшее (2,88 г/см³) отмечаются в известняках из средней части разреза.

Распределение общей пористости показывает, что средние значения ее для пород верхней части разреза несколько выше (3,23–3,31%), чем для пород средней части (2,57–2,59%). Наибольшие средние значения пористости насыщения (2,64%) отвечают битуминозным известнякам также верхней части разреза. Для преобладающей же массы пород значения пористости насыщения составляют около 1,0%.

В целом можно отметить, что почти для всех типов пород наиболее часто встречаемые значения общей пористости насыщения колеблются в пределах 1–3%.

Средние значения проницаемости сравнительно низки и изменяются незначительно — от 5,3 до 6,5 мдарси. Только в отдельных образцах известняков проницаемость достигает 12,2 мдарси.

По данным Л.Н. Илюхина (1970), один из образцов битуминозных известняков показал проницаемость 70 мдарси. В целом коллекторские свойства пород малгинской свиты крайне низки и могут быть отнесены к IV классу по классификации А.А. Ханина (1965).

Органическое вещество в породах. По содержанию органического вещества в породах разрезы свиты четко делятся на две части. Как показывают параметры распределения некарбонатного углерода (С_{НК}), в наибольшей мере обогащены органическим веществом битуминозные известняки (до 20,69%) и мергели (до 26%) верхней части разреза. Значительно меньшие его количества отмечаются в известняках средней части (0,04–1,63%). В общем случае содержание органического вещества прямо пропорционально содержанию примеси глины в породе.

Рассеянное органическое вещество (РОВ) распределяется аналогично C_{HK} . Средние параметры его для верхней части разрезов, по данным А.И. Тараненко за 1970 г. и М.П. Красильниковой за 1971 г., составляют 0,47%, для нижней — 0,03%. Особенностью РОВ является отсутствие в нем гуминовых кислот и относительно большая доля в его составе автохтонных битумоидных компонентов. Хлороформные битумоиды присутствуют во всех исследуемых литологических разностях. Распределение их по разрезу аналогично распределению C_{HK} . По данным массового люминесцентно-битуминологического анализа, средняя концентрация битумоидов в верхней части разреза достигает 0,02–0,08%, тогда как в нижней части она составляет 0,0006%. Прямая зависимость между концентрациями C_{HK} и хлороформных битумоидов может служить подтверждением их преобладающей автохтонной природы.

Концентрация битумоидов в органическом веществе (битумоидный коэффициент) колеблется в широких пределах: от 0,08 до 98,40% (среднее 17,14%) для средней части разрезов и от 0,6 до 98,40% (среднее 28,53%) для верхней части. Возрастание битумоидного коэффициента в верхней части разреза свидетельствует о возрастающей роли автохтонных битумоидов в составе пород.

Хлороформные вытяжки из битуминозных известняков верхней части разреза малгинской свиты с содержанием битумоидов 0,05–0,15% подвергались элементному и компонентному анализам. В результате исследования девяти образцов установлено, что консистенция битумоида изменяется от полужидкой до твердой (порошкообразной) фазы, цвет — от коричневого до черного. Содержание С составляет 80,98–83,17%, в среднем 82,39%; Н — 9,16–10,34%, в среднем 9,74%; S+O+N — 6,51–9,21%, в среднем 7,86%. Как показал компонентный анализ, доминирующими типами битумоидов являются смолистые и асфальтеновые. Среднее содержание масел по девяти пробам составляет (в %) 13, смол — 43 и асфальтенов — 44.

В масляных автохтонных битумоидах много (25–70%) высокомолекулярных компонентов, в элементном составе которых отмечается повышенное содержание гетероэлементов (до 6,5%). Масляные фракции аллохтонных битумоидов в основном представлены углеводами (С — 85–87%; Н — 12–14%). По структурным особенностям, как это было установлено М.П. Красильниковой в 1971 г., они близки к метаново-нафтеновым фракциям нефтей.

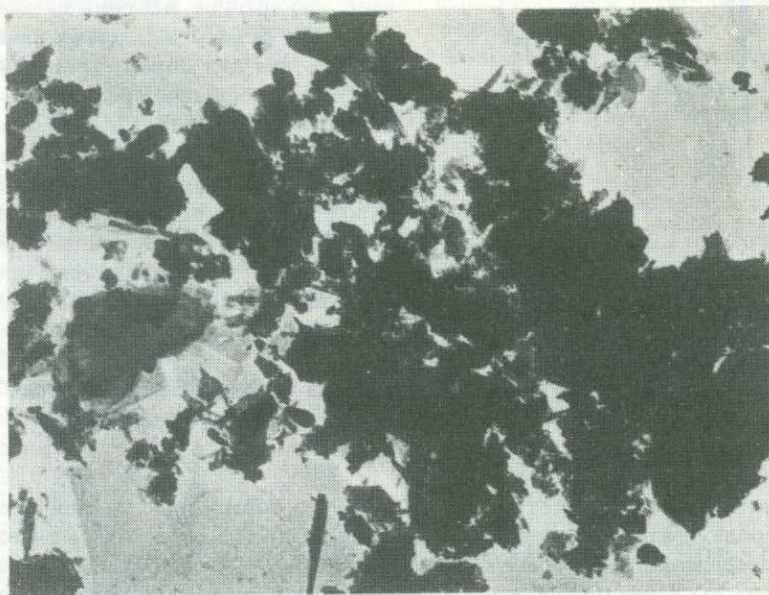


Рис. 4. Гидрослюды под электронным микроскопом
Увел. в 15000 раз

Значительную роль в составе органического вещества играют углеводороды (УВ). Газонасыщенность исследованных образцов углеводородными газами менялась в пределах 0,0033—0,1182 см³/кг. В газовой фазе, точнее, в ее углеводородной части преобладают гомологи метана (60—91%), среди которых наиболее развит пропан. Отношение этана к твердым углеводородам обычно колеблется от 9,7 до 28. Это обстоятельство свидетельствует о преимущественно сапропелевой природе органического вещества в породах свиты.

В газовой фазе твердых нафтидов углеводородные компоненты почти полностью отсутствуют. В составе углеводородных газов присутствуют непредельные углеводороды, что свидетельствует о существовании и в настоящее время процессов преобразования ОВ в породах, т.е. о том, что указанные породы не исчерпали своих генерационных возможностей.

Химический состав концентратов нерастворимого ОВ из пород свиты подтверждает его преимущественно сапропелевую природу. Но от типичных сапропелитов исследуемые концентраты отличаются пониженным содержанием водорода (4—8%) и, согласно классификации Г.М.Парпаровой, находятся на газовой стадии углефикации.

Детальными геохимическими исследованиями ОВ, выполненными Е.И. Тараненко в 1970 г. и М.П. Красильниковой в 1971 г., было установлено, что исходной биомассой являлись главным образом простейшие водоросли при подчиненной роли бактерий и грибов. Особенно благоприятные условия для развития водорослево-бактериального биоса возникали в отдельных заливах и лагунах в позднеалгинское время, когда происходило накопление черных глинисто-карбонатных илов, обогащенных органическим материалом. Это осуществлялось в условиях сидеритовой или сульфидно-сидеритовой и даже сульфидной геохимической обстановки, на что указывает большое содержание сульфидного железа (30% и более) от суммы реакционноспособного количества сульфидной серы, которая в отдельных образцах достигает 2%. Резко восстановительные условия способствовали также сохранению ОВ в породах. В породах малгинской свиты наряду с рассеянным органическим веществом присутствуют его концентрированные формы. Концентрированная форма органического вещества представлена капельно-жидкой нефтью, обнаруженной еще в 1938 г. С.Н. Алексеевичем в породах верхней части разреза малгинской свиты в скалах Малгин на р. Мае и зафиксированной в 1939 г. В.В. Петишкиным при бурении Лахандинской скважины (Ярмолюк, 1966; Потапов, Лобанова, 1971).

В.Т. Гудзенко в 1971 г. было установлено, что битуминозные отложения малгинской свиты отвечают стадии позднего катагенеза и соответствуют глубинам погружения до 2800—3500 м. В силу этого отложения верхней части малгинской свиты многими исследователями (В.А. Ярмолюк, М.П. Красильникова, Л.Н. Илюхин и Е.И. Тараненко) рассматриваются как нефтематеринские и по существу относятся к типу нефтепроизводящих.

Необходимо отметить, что на большей части территории восточных склонов Алданского щита отложения малгинской свиты выведены на поверхность, что привело здесь к разрушению скопления УВ. Однако как в пределах восточных склонов Алданского щита, так и особенно в Юдомо-Майском прогибе на отдельных участках сохранились тектоно-структурные условия, способствовавшие аккумуляции и сохранению УВ. Такими участками являются в первую очередь центральная часть Юдомо-Майского прогиба (южные отроги хр. Сетте-Дабан), а также северо-восточная часть Алданской впадины (нижнее течение рек Май и Аллах-Юнь). В низовьях р. Май отложения малгинской свиты залегают на глубинах 1000—2000 м; здесь известны брахиформные положительные структуры и возможны литолого-стратиграфические, а также тектонические ловушки. При благоприятных условиях здесь возможно обнаружение залежей нефти и газа.

Синхронные аналоги малгинской свиты. На Омолонском массиве, в верховьях р. Омолон малгинской свите соответствуют красные, розовые, малиновые, зеленоватые и серые пелитоморфные тонкополосчатые известняки, залегающие в средней части маякской свиты, в 360 м выше ее подошвы, и имеющие линзовидно-струйчатую текстуру, характерную для строматолитов *Malginella malgica* Kom. et Semikh. (Фурдуй, 1965). Мощность известняков 70 м.

На Колымском массиве (р. Колыма, близ устья р. Ороёк) выделена ороёкская свита, на которой залегает, по-видимому, с постепенным переходом чебулакская свита. В основании последней в междуречье Большого и Малого Тый-Юрюз известна пачка (70–90 м) пелитоморфных, внизу красно-бурых, вверху зеленовато-серых и темно-серых тонкополосчатых известняков с *Malginella malgica* Kom. et Semikh. сопоставляемая с малгинской свитой.

Отложения, синхронные малгинской свите, развиты также на северном и западном склонах Оленекского поднятия, в бассейне левых притоков р. Оленек (реки Керсюке, Ёркёкёт, Хорбусуонка). Здесь они представлены темно-серыми и черными полосчато-листоватыми горючими известняками, переслаивающимися с черными окремнелыми, крупно- и среднезернистыми битуминозными известняками хатыспытской свиты. Эти породы содержат 6–14% $C_{орг}$, 3% асфальтенов, 38% смол и 59% масел. Элементный состав битумоидов характеризуется содержанием углерода (до 75%) и водорода (до 10%); пористость насыщения этих пород не превышает 5%, а проницаемость – 2 мдарси; S+N+O составляет около 15%. Хатыспытская свита развита на площади, превышающей 3000 км²; мощность ее достигает 200 м (Нагапов, 1962).

На северо-западной окраине Сибирской платформы малгинской свите синхронна свита линок. Она представлена светло-красными и зеленовато-серыми тонкополосчатыми глинистыми известняками, большей частью пелитоморфными и мелкозернистыми, отличающимися линзовидно-полосчатой текстурой, обусловленной строматолитами *Malginella malgica* Kom. et Semikh. и *Malginella zipandica* Kom. (Комар и др., 1973). В основании свиты повсеместно отмечены линзы конгломератов с плоской, хорошо окатанной галькой глинистых известняков, цементированной глинисто-кремнисто-карбонатным материалом. Линзы имеют длину до 10–20 м при мощности 1–1,5 м. Мощность свиты 200–250 м. Свита линок залегает на отложениях безыменской свиты, сходной с омнинской, и согласно перекрыта отложениями сухотунгусикской свиты, сложенной известняками и доломитами с черными кремнями, сходной с ципандинской свитой.

Следует отметить, что аналоги малгинской свиты есть, по-видимому, и вдали от Сибирской платформы, а именно на западных склонах Урала. Здесь малгинской свите, вероятно, синхронны отложения деминской и катавской свит. Деминская свита на северо-западных склонах Урала согласно залегает на отложениях рассольнинской свиты и имеет постепенный переход с отложениями низвенской свиты. Деминская свита сложена пестрыми красно-бурыми и серо-зелеными пелитоморфными полосчато-ленточными известняками с прослоями известковистых аргиллитов и содержит строматолиты *Collenia* sp. и *Gymnosolen* (Чочиа, 1951). Мощность ее 150–300 м.

Катавская свита (Горяинова и др., 1931) на юго-западном склоне Урала (р. Катав, приток р. Юрюзань) залегает на зильмердагской свите и перекрыта отложениями инзерской свиты, имеющими абсолютный возраст (по глаукониту) 850–900 млн. лет. Катавская свита сложена глинистыми известняками и известняками с полосчатой и ленточной текстурой. Окраска пород пестрая, малиновая и зеленовато-серая. В них найдены строматолиты *Malginella malgica* Kom. et Semikh. и *Malginella zipandica* Kom. f. n. (Комар и др., 1973); отсюда же известны *Inzeria tjomusi* Kryl. (Graut. et Brud.). Мощность свиты 150–500 м.

Таким образом, малгинская свита и ее синхронные аналоги прослеживаются на огромных площадях окраины Сибирской платформы, а также на Охотском, Омолонском и Колымском срединных массивах и на Урале. Повсюду они представлены преимущественно карбонатными известняковыми породами, содержат один и тот же комплекс "ципандинских" строматолитов, главным образом *Malginella malgica* Kom. et Semikh., *Malginella zipandica* Kom., *Inzeria tjomusi* Kryl.; абсолютный возраст отложений 1050–1000 млн. лет. На северо-восточных склонах Алданского щита и в пределах Туруханского поднятия в основании малгинской свиты отмечаются признаки перерывов в осадконакоплении. Однако наиболее интенсивное накопление органического вещества с образованием древнейших отложений доманикового типа имело место в это время только вдоль восточной окраины Си-

бирской платформы в пределах Алданской впадины, Юдомо-Майского прогиба и Оленекского поднятия.

Формирование таких осадков происходило, по-видимому, в относительно глубоководных условиях, где отлагался тонкоотмученный материал. Наличие в осадках пирита и закиси железа свидетельствует о том, что накопление органики происходило в восстановительной среде. Климат скорее всего был жарким и влажным, способствовавшим возникновению больших количеств биомасс.

Выводы. 1. Малгинская свита и ее аналоги знаменуют собой наиболее значительное расширение трансгрессии в среднем рифее по окраинам Сибирской платформы.

2. В основании малгинской свиты и ее аналогов на восточных склонах Алданского щита и в пределах Туруханского поднятия отмечаются перерывы в осадко-накоплении.

3. В верхнемалгинское время на восточной окраине Сибирской платформы происходило накопление древнейших в истории Земли осадков доманикового типа.

4. С породами малгинской свиты связаны самые древние из известных на Сибирской платформе нефтепроявления.

5. Центральная часть Юдомо-Майского прогиба и северо-восточная часть Алданской впадины представляются районами, в которых сохранились условия для захоронения нефти.

ЛИТЕРАТУРА

- Башарин А.К. Восточно-Верхоянская эпикратонная геосинклиналь. М., "Наука", 1967.
- Горьянинова О.П., Дорофеев Б.В., Наливкин Б.В. Стратиграфия древних немых толщ западного склона Южного Урала. — Изв. ВГРО, 1931, т. 50, вып. 70.
- Илюхин Л.Н. Литология и коллекторские свойства верхнепротерозойских отложений юго-восточной части Сибирской платформы. Автореф. канд. дисс. МГУ, 1970.
- Каминский Ф.В., Букин В.И., Потапов С.В., Аркус Н.Г., Иванова В.Г. Находки муассанита на восточной окраине Алданского щита. — В кн. "Вопросы региональной геологии СССР". М., "Недра", 1971.
- Комар Вл.А., Семихатов М.А., Серебряков С.Н., Воронов Б.Г. Новые данные по стратиграфии и истории развития рифея Юго-Восточной Сибири и Северо-Востока СССР. — Сов. геология, 1970, № 3.
- Комар Вл.А., Семихатов М.А., Серебряков С.Н. Характер распределения формальных видов строматолитов в рифейских отложениях Учуро-Майского района. — Изв. АН СССР, 1973, № 7.
- Макрушин Р.Н. Тектоническое развитие восточного склона Алданского щита в позднем протерозое. — Изв. высших учебных завед., Геол. и разведка, 1973, № 2.
- Натапов Л.М. Отложения типа доманиковой формации на северо-востоке Сибирской платформы. — Сов. геология, 1962, № 11.
- Нужнов С.В. Рифейские отложения юго-востока Сибирской платформы. М., "Наука", 1967.
- Потапов С.В., Лобанова А.Ф. Разрез Лахандинской скважины. — В кн. "Вопросы региональной геологии СССР". М., "Недра", 1971.
- Теодорович Г.И. Учение об осадочных породах. М., Госгеолтехиздат, 1958.
- Флоренский В.П., Большина Б.В., Лопачев А.Н. Пересчет химических анализов осадочных горных пород. М., изд-во "Высшая школа", 1964.
- Фурдуй Р.С. Синийские строматолиты южной части Колымского массива. — В кн. "Всесоюзный симпозиум по палеонтологии докембрия и раннего кембрия". Тезисы докладов. Новосибирск, 1965.
- Ханин А.А. Учение о породах-коллекторах нефти и газа. М., "Недра", 1965.
- Чочиа Н.Г. Каледонская складчатость в области Урало-Тиманского стыка. Колво-Вишерский край. — Геол. сборник ВНИГРИ, 1951, № 4.
- Ярмолюк В.А. Геологическое описание. Малгинская свита. — В кн. "Геология СССР, т. XIX. Хабаровский край и Амурская область". Ч. I. М., "Недра", 1966.

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

С.Н. Алексейчик, Б.В. Корнев, Ю.А. Тронов

К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-САХАЛИНСКИХ ШЕЛЬФОВ

В соответствии с решением XXIV съезда КПСС о развертывании поисково-разведочных работ в прибрежных зонах морей и океанов поиски месторождений нефти и газа на шельфе дальневосточных окраинных морей — Охотского, Японского и Берингова — становятся одной из основных задач геологоразведочных и научно-исследовательских организаций.

В свете современной нефтегеологической изученности Северо-Востока СССР наибольшие перспективы нефтегазоносности этого края связываются с кайнозойскими отложениями (преимущественно неогеновыми), развитыми в пределах северо-западной части так называемого Тихоокеанского нефтегазоносного пояса. К этому поясу приурочен единственный пока на Дальнем Востоке нефтегазодобывающий район — Северный Сахалин. Многочисленные поверхностные проявления нефти и газа и их промышленные притоки получены на Южном Сахалине, в Анадырском районе, Западной и Восточной Камчатке. Акватории трех названных морей, входящие в состав северо-западной части пояса, представляют собой громадные впадины, выполненные мощной толщей слабоуплотненных осадочных пород, и перспективы их нефтегазоносности оцениваются значительно выше, чем смежных участков суши.

Основанием для такой оценки послужили наличие на островах Охотского и Японского морей и на их акваториях нефтяных и газовых месторождений и широкое развитие локальной складчатости.

Названные акватории изучены крайне недостаточно; относительно лучше исследовано Охотское море и хуже всего — Берингово. Имеющийся к настоящему времени геолого-геофизический материал позволяет более высоко оценить потенциальные ресурсы нефти и газа для акватории Охотского моря, ниже — для Берингова и еще ниже — для Японского. Прогнозные запасы нефти и газа, подсчитанные во ВНИГРИ для этих акваторий, принимаются довольно высокими.

По опубликованным данным ("World Oil", 1971), извлекаемые запасы на шельфах Японии оцениваются в 850 млн. т. Для их освоения начались довольно большие поисково-разведочные работы, включая бурение 30 морских скважин.

Высокие перспективы названных акваторий позволяют предполагать, что одним из основных источников дальнейшего увеличения добычи нефти и газа могут стать шельфовые зоны всего Дальнего Востока.

Дальневосточные окраинные моря в геоструктурном отношении — одно из звеньев одноименного и одновозрастного складчатого кольца. Каждую из акваторий можно рассматривать как крупный полузамкнутый седиментационный бассейн и одновременно — как гидрогеологическую систему.

Под Тихоокеанским нефтегазоносным поясом понимается совокупность нефтегазоносных провинций, расположенных в складчатом кольце и генетически связанных с формированием последнего.

В пределах провинции мы считаем целесообразным выделить, с одной стороны, такие элементы, как нефтегазоносные мегабассейны (НГМБ) и бассейны (НГБ), с другой — области и районы установленного и возможного нефтегазонакопления.

Внутри областей и районов выделяются зоны, а внутри зон — локальные участки доказанного промышленного или возможного нефтегазонакопления (месторождения). Причем, если НГМБ и НГБ "выполняют", как правило, всю площадь про-

винции и являются преимущественно нефтегенерирующими элементами, то области, районы и зоны нефтегазонакопления занимают относительно небольшие, "локальные" площади.

Исходя из сказанного и полагая, что образование нефти и газа и их локальные промышленные скопления связаны с крупными впадинами в земной коре, выполненными мощной толщей осадочных неметаморфизованных или слабометаморфизованных пород, мы считаем вполне правомерным выделить Тихоокеанский кайнозойский нефтегазоносный пояс, а в его северо-западной части — Дальневосточную нефтегазоносную провинцию. Границы пояса соответствуют очертаниям одноименного кольца (Кропоткин, Шахварстова, 1964).

Геологическое строение тектонического кольца наиболее полно описано П.И.Кропоткиным, К.А. Шахварстовой (1964) и Ю.М. Пушаровским (1965), а его нефтегазоносность освещена в работах М.К. Калинин (1969) и др.

И.О. Брод (1964) и А.П. Милашин (1960) выделили Охотский и некоторые другие бассейны, С.Н. Алексейчик — Японо-Охотскую кайнозойскую нефтегазоносную провинцию, в состав которой входят и акватории Охотского, Японского и Берингова морей. Под нефтегазоносной провинцией в данном случае понимается крупная область длительного неравномерного опускания с накоплением в ней мощной осадочной толщи, в которой, возможно, образуются промышленные залежи нефти и газа. Большое значение в строении этой провинции имеют участки обычно приподнятых, консолидированных пород (герцинид), иногда слагающих ядра крупных поднятий (Сахалин, Камчатка и др.). Участки эти трактуются нами как срединные массивы кайнозойской складчатости. Предполагается, что к типу таких срединных массивов можно отнести и крупные, относительно приподнятые области в Охотском, Японском и Беринговом морях.

Охотский НГМБ — один из крупнейших в провинции. Он изучен лучше других, наиболее перспективен и является первоочередным для исследования. Впадина Охотского моря целиком входит в состав Охотского НГМБ, который на суше (Северный Сахалин, Западная Камчатка, внутреннее кольцо Курильской островной дуги) представлен лишь своими окраинами. В геологическом отношении впадина является молодым неогеновым образованием, в погружение которого втянуты "платформа" с нерасчлененным протерозойско-раннемезозойским складчатым основанием ("Охотия", по Н.А. Беляевскому), блоки поздних мезозойских, тектонические структуры кайнозойских (Сахалин, Западная Камчатка и др.), а также области с корой субокеанического типа (Курильская котловина).

В пределах Охотского НГМБ, по данным ГСЗ и сейсморазведки МОВ, четко выделяются осадочные терригенные отложения кайнозоя и частично верхнего мела, которые в отдельных частях мегабассейна слабометаморфизованы: фундамент, сложенный консолидированными породами мезо-палеозоя (от верхнего мела и протерозоя включительно), и обрамление, представленное Чукотско-Катазиатским вулканогенным поясом на севере и северо-западе, Камчатско-Курильской горной системой на востоке и юго-востоке и Восточно-Сахалинским антиклинорием на западе и юго-западе.

Поскольку в единое прогибание были вовлечены разнородные по своей тектонической природе участки земной коры, Охотский НГМБ следует отнести к гетерогенным бассейнам межскладчатых впадин срединных массивов (Оленин, 1970).

В пределах мегабассейна довольно уверенно выделяются тектонические впадины ранга нефтегазоносных бассейнов: Северо-Сахалинский (Дерюгинский), Северо-Охотский, Шелиховский и Южно-Охотский.

Последний трактуется неоднозначно и выделяется либо как самостоятельный замкнутый Западно-Охотский (Левин, 1970), либо как западная часть Шелиховского.

Северо-Сахалинский (Дерюгинский) НГБ — наиболее перспективен среди впадин Охотского НГМБ и связан с одноименной впадиной акватории. Кроме того, в него включены западная часть возвышенности Института Океанологии, северные районы Сахалина и Сахалинский залив. Он является одним из крупнейших бассейнов Охотского НГМБ, наиболее прогнут и обладает наибольшими (до 8000 м) мощностями неметаморфизованных осадочных пород. В западной окраине бассейна на

ходится северная часть о. Сахалин, на площади которой расположены нефтяные и газовые месторождения, что указывает на происходившие в отложениях бассейна процессы как нефтеобразования, так и нефтегазонакопления.

Относительно большие мощности пород, а следовательно и большие их объемы, свидетельствуют и о потенциальных ресурсах нефти и газа этого бассейна. Максимальный палеопрогиб в нем не совпадает с современной впадиной, а смещен к западу, ближе к Сахалину, что, по нашему мнению, служит одной из причин приуроченности максимальных удельных плотностей прогнозных запасов нефти и газа к северо-восточной части острова, в том числе и к прилегающей к нему шельфовой зоне.

Особенностью геологического строения этого бассейна являются значительные мощности кайнозойских нефтегазоносных терригенных отложений, широкое развитие пликративных и дизъюнктивных дислокаций. Его осадочный чехол сформирован в основном песчано-глинистыми неогеновыми отложениями. Современное состояние изученности различных подразделений неогенового разреза в пределах островной части позволяет заключить, что наиболее крупные скопления нефти и газа приурочены к конкретным литофациальным комплексам, в первую очередь к образованиям прибрежно-морского палеошельфового типа. Установленные закономерности, по-видимому, являются определяющими и для оценки перспектив нефтегазоносности акваториальных районов других бассейнов. Для основной части неогенового разреза (плиоцен — средний—верхний миоцен) нефтегазопроизводящие свойства отложений улучшаются в северном, северо-восточном и восточном направлениях — к центральным частям бассейна. В пользу этого свидетельствует приуроченность всех крупных месторождений Сахалина к его северо-восточному побережью, где преобладают прибрежно-морские образования, в отличие от центральных и западных районов Северного Сахалина, где плотность потенциальных ресурсов нефти и газа минимальная. В свете этих данных наибольшие перспективы Северо-Сахалинского НГБ следует связывать с акваториями. Обращает на себя внимание расширение диапазона нефтегазоносности неогенового разреза в пределах островной части в восточном направлении, связанное с улучшением нефтегазосодержащих свойств более молодых его горизонтов. Поэтому в пределах островного шельфа, его склона и впадины Дерюгина помимо традиционных продуктивных комплексов Северного Сахалина наиболее перспективной будет являться мощная толща более молодых плиоценовых отложений.

Современный структурный план Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна характеризуется широким развитием антиклинальных и синклинальных структур, группирующихся в протяженные (до 80–120 км) складчатые зоны северо-северо-западного простирания. По современным геолого-геофизическим данным, в пределах островного шельфа, склона и впадины Дерюгина предполагается существование более 10–15 крупных складок — возможных зон нефтегазонакопления. В настоящее время четыре из них на глубинах моря до 50 м установлены геофизическими исследованиями. Средние площади структурных ловушек на шельфе превосходят самые крупные антиклинали суши. В пределах островного склона, по геоморфологическим и геофизическим данным, возможно развитие гравитационной складчатости, обусловленной оползанием слабо сцементированного пластичного осадочного материала, что характерно для большинства акваторий Мирового океана, развивающихся в условиях интенсивного осадконакопления.

Своеобразным структурным элементом в северной части шельфа Северо-Восточного Сахалина является Восточно-Сахалинский глубинный разлом, отражающийся в геомагнитном поле системой, интенсивных линейных магнитных аномалий северо-северо-западной ориентировки. По данным ГСЗ и МОВ, зоне разлома соответствует поднятие донеогенового основания, приуроченное, как и в других районах земного шара, к краевой части шельфа, в связи с чем имеет место погружение донеогеновых отложений от края шельфа в сторону суши. В то же время верхнеогеновые отложения погружены в сторону моря, что является благоприятным фактором для образования залежей неструктурного типа. Максимальная активность разлома, сопровождающаяся широким развитием основных и гипербазитовых интрузий, проис-

ходила в позднем мезозое, в результате чего в зоне его деятельности отложения этого комплекса претерпели весьма существенную метаморфизацию по сравнению с синхронными образованиями других районов острова. В неогене же тектоническая деятельность разлома выражалась лишь в повышенной дислоцированности отложений без какого-либо принципиального преобразования их литофациальной характеристики. По последним данным, поднятие основания перекрыто отложениями плиоцена, верхнего и частично среднего миоцена; более древние горизонты неогена на своде поднятия, видимо, отсутствуют и примыкают к нему ингрессивно.

Особенности современного структурного плана неогеновых отложений в сухопутной части бассейна позволяют произвести прогноз возможных резервуаров нефти и газа в его акваториальных районах. Таковыми в первую очередь будут локальные складки крупных антиклинальных зон; существенное значение будут иметь также ловушки литологического, стратиграфического, тектонически экранированного и смешанного типов, приуроченные к участкам поднятий складчатого основания в краевой части шельфа, верхней части островного склона и западной части Охотского срединного массива.

Первоочередным объектом освоения ресурсов Северо-Сахалинского НГБ является акватория островного шельфа. В пределах Северо-Сахалинского шельфа по объему и литофациальным особенностям потенциально нефтегазоносных комплексов неогенового разреза, характеру структурной обстановки выделяются два района: северо-восточный, приуроченный к береговой отмели Охотского моря, и северный, охватывающий приостровную часть Сахалинского залива.

Северо-восточный район островного шельфа протягивается вдоль промышленно нефтегазоносных земель Сахалина от южной оконечности п-ова Шмидта до широты устья р. Пиленги на 400 км, в том числе до изобаты 50 м — свыше 7 тыс. км². Островной шельф морфологически является подводным продолжением прибрежной равнины Северного Сахалина. Фактическая граница его примерно совпадает с изобатой 200 м.

Основные объемы геолого-геофизических работ, проведенных к настоящему времени на акватории Северо-Сахалинского шельфа, сконцентрированы на его внутренней, мелководной части. За последние 10–15 лет северо-восточный шельф острова покрыт аэромагнитной съемкой, частично изучен сейсмическими исследованиями МОВ и гравиразведкой. В пределах береговой равнины проводится параметрическое и поисково-разведочное бурение, в том числе наклонно направленное на прибрежные структуры (структура Одопту).

Геофизическими и геоморфологическими исследованиями в пределах рассматриваемого участка шельфа установлены по крайней мере четыре крупные антиклинальные зоны (с востока на запад): Шмидтовская, акваториальное погружение Эхабинской, Одоптинская и Оссойская; предполагается ряд крупных антиклинорных форм на участке от широты залива Чайво на севере до р. Пиленги на юге и в районе Охинского перешейка. Восточнее Шмидтовской зоны, в пределах внешней части шельфа и островного склона, четко отмечается моноклинальное погружение осадочных отложений на восток, в сторону впадины Дерюгина, осложненное мелкой складчатостью гравитационного типа. Наиболее исследованы Одоптинская и Эхабинская антиклинальные зоны, в пределах которых выявлен и изучен ряд локальных антиклинальных складок.

Основным структурным элементом Одоптинской зоны является крупная одноименная морская антиклиналь (36 x 10 км, амплитуда 500–600 м, углы падения на крыльях и периклиналях 3–20°).

Западное крыло ее и небольшие структурные отложения (Одоптинский и Прибрежно-Одоптинский структурные носы) расположены в пределах прибрежной полосы; сводовая часть структуры удалена от берега на 3,5–4 км и осложнена складками подчиненного порядка. Южная периклинали Одоптинской антиклинали прослеживается в юго-восточном направлении на расстояние до 35 км и осложнена небольшой куполовидной складкой Пильтун-море с размером 8,5 x 6 км и амплитудой 100 м. Далее на юг антиклинальная зона протягивается не менее чем на 40 км, где она удалена на значительное расстояние от берега.

В пределах северного погружения Эхабинской зоны выделена сложно построенная Хангузинская морская антиклиналь размером 15x6 км, южная периклиналь которой осложнена Кеутинской локальной складкой. Сводовая часть и восточное крыло структуры нарушены региональным Восточно-Эхабинским взбросо-надвигом меридиональной ориентировки. Углы падения на крыльях достигают 20–25°, свод структуры удален от берега на 4–5 км. Севернее Хангузинской антиклинали намечается развитие локальной складчатости вплоть до п-ова Шмидта.

Юго-западнее Одоптинской зоны кулисообразно к ней расположена Оссойская антиклинальная зона, выявленная сухопутной и морской сейсморазведкой в 1971 г. Большая часть зоны расположена в пределах островного шельфа, и лишь северный ее участок приурочен к прибрежной равнине острова и акватории залива Чайво. В настоящее время поисковыми сейсмическими работами изучена северная часть зоны, составляющая около 40 км, в пределах которой установлена крупная (25x6 км) Восточно-Оссойская антиклиналь.

Шмидтовская зона является самым восточным и наименее изученным из структурных элементов мелководья. Являясь юго-восточным погружением складчатой системы п-ова Шмидта, эта зона генетически связана с Восточно-Сахалинским глубинным разломом и протягивается более чем на 100 км.

Не менее перспективным районом Северо-Сахалинского шельфа является акватория Сахалинского залива вместе с Байкальской и Поморской лагунами, характеризующаяся большими мощностями неогеновых осадков (7–8 тыс. м), их благоприятным литофациальным составом (по данным ГСЗ), наличием ряда антиклинальных структур. Поисково-разведочным бурением в прибрежных районах Сахалинского залива установлено улучшение нефтегазосодержащих свойств верхне-среднемиоценовых отложений по мере приближения к акватории. Следовательно, в пределах шельфа Сахалинского залива нужно ожидать благоприятных условий для накопления нефти и газа в отложениях окобыкайской, дагинской и уйнинской свит.

Акватория Сахалинского залива исследована сравнительно мало; в настоящее время сейсморазведкой изучена крупная Астрахановская антиклинальная зона. По данным гравиметрии установлен ряд локальных аномалий, предположительно связанных с антиклинальными складками. Астрахановская антиклинальная зона, протягивающаяся в северо-северо-западном направлении более чем на 50 км, представляет собой систему относительно крупных (15–25x3–4 км) пологих антиклиналей. В настоящее время в изученной части зоны в пределах суши и прибрежного мелководья подготовлены под поисковое бурение две структуры: Узловая и Астрахановская. На Узловой площади в отложениях среднего миоцена в 1969 г. открыт ряд высокопродуктивных газоконденсатных залежей.

По данным бурения (площади Узловая, Астрахановская), отмечается улучшение нефтегазосодержащих свойств и верхнемиоценовых образований в северном направлении вдоль зоны. В связи с этим перспективы крупной Астрахановской морской антиклинали, свод которой расположен в 14 км от берега, следует расценивать выше, чем Узлового месторождения.

Нормальноосадочные отложения донеогенового возраста (позднемиоценовые и, возможно, палеогеновые) развиты не повсеместно, практически не изучены и в связи с большими глубинами залегания на шельфе в настоящее время не могут являться объектом нефтегазопоисковых исследований.

Основными нефтегазосодержащими отложениями Северо-Сахалинского НГБ, в том числе его акваториальных участков, являются верхне-среднемиоценовые (дагинская и окобыкайская свиты) и плиоценовые (нутовская свита) образования. Более древние горизонты неогена (уйнинская, даехуринская и мачигарская свиты) в связи с их общей благоприятной литофациальной характеристикой рассматриваются как потенциально продуктивная толща.

Литофациальный состав основной нефтегазоносной толщи в пределах суши не везде одинаков. Выявленные особенности изменения их мощностей и компонентного состава позволяют дать достаточно конкретный прогноз этих показателей и на шельфе.

Плиоценовые отложения (нижнелутовская подсвита), слагающие своды структур шельфа и представленные на острове субконтинентальными и отчасти мелководными

ми образованиями, в пределах шельфа приобретают более глубоководный облик и по литофациальному составу относятся к прибрежно-морскому типу.

Песчаные пласты этой толщи, имеющей мощность более 1000 м, по результатам бурения на площадях Одопту, Кеуту, Колендо, Осое, Астрахановка характеризуются большой емкостью, открытой пористостью (до 20-25%), высокой проницаемостью (зачастую свыше 1-2 дарси) и относятся к первому классу межзерновых коллекторов.

В нижней части толщи скважинами встречены мощные (до 100-150 м) глинистые покрывки с отличными экранирующими свойствами, способные удерживать залежи нефти и газа.

В пределах шельфа залежи нефти и газа следует связывать в первую очередь с мощными песчаными пластами (от V по XVII — по Колендинской номенклатуре), к которым приурочены сравнительно крупные залежи нефти и газа на месторождениях Колендо, Мухто и др. Эта литофациальная характеристика толщи достаточно стабильна в пределах большей части шельфа Северного Сахалина.

Окобыкайские отложения — основная нефтепродуктивная толща Сахалина мощностью 1000-2000 м — по соотношению песчаных и глинистых пород подразделяются на две литофациальные толщи: относительно глубоководную, нижнеокобыкайскую песчано-глинистую и более мелководную средне-верхнеокобыкайскую глинисто-песчаную. Основные залежи на суше приурочены к нижней подсвите мощностью 500-1100 м и более.

Аналогичная характеристика свиты, видимо, присуща и шельфу Сахалинского залива, где ведущая роль будет принадлежать раннеокобыкайским горизонтам. Иная обстановка наблюдается в пределах прибрежной отмели северо-востока Сахалинского шельфа. В восточном направлении более благоприятный облик приобретают верхние подразделения окобыкайской свиты в связи с увеличением объема глинистых разностей.

Одновременно нижнеокобыкайская подсвита приобретает преимущественно глубоководный облик, что отмечено в результате бурения на площадях Одопту, Верхний Осой, Эвай, Верхний Даги и др.

Песчаные пласты верхне-среднеокобыкайской подсвиты в пределах шельфа должны обладать устойчивой мощностью и другими физическими параметрами. Так, по данным бурения наклонных скважин на площадях Одопту и Кеуту, эффективные мощности III-XII песчаных пластов равны 20-80 м, открытая пористость их 19-33%, проницаемость от 100 до 1700 мдарси и более. Общая мощность верхне-среднеокобыкайских отложений в пределах северо-восточного шельфа будет составлять 800 и 1000 м; песчаность (в % к общей мощности) изменяется от 40-60 в северной части района до 25 и менее в южной.

Нижнеокобыкайская подсвита на большей части северо-восточного шельфа, по-видимому, утратит свою главенствующую роль, так как будет представлена морскими, относительно глубоководными глинистыми фациями, широко развитыми в Дагинском и Набильском районах, где песчаные пласты единичны и обладают низкими коллекторскими свойствами. Некоторое исключение составляют северная часть Одоптинской антиклинальной зоны и, по-видимому, северная часть Чайвинской. Однако и здесь пласты-коллекторы значительно ухудшают емкостные и фильтрационные свойства, что хорошо иллюстрируется поведением основных продуктивных пластов XIII-XIX месторождения Эхаби, где они имеют суммарную эффективную мощность около 300 м, среднюю открытую пористость 20% и проницаемость до 200 мдарси, а на Северо-Одоптинской морской площади параметры этих пластов соответственно равны 120 м, 18% и 35-50 мдарси.

Дагинские отложения, широко развитые на Северном Сахалине и являющиеся промышленно-нефтегазодонными в Охино-Сабинском и Дагинско-Набильском районах, имеют мощность 1100-1800 м.

Отложения свиты на суше представлены в двух основных литофациальных комплексах. Относительно глубоководные алевролитоглинистые, кремнистые с редкими песчаными пластами породы дагинской свиты, развитые в Охино-Эхабинском районе, видимо, будут развиты и на смежных участках шельфа. Эти образования на

значительной площади северо-восточного шельфа от п-ова Шмидта на севере до южной оконечности залива Пильтун начинают уступать место отложениям прибрежных морских осадков дагинского стратотипа, представленных глинисто-песчаными породами, обладающими значительными емкостными свойствами.

Аналогичной характеристикой, вероятно, будут обладать дагинские отложения и в Сахалинском заливе, где на смежных участках суши (площади Узловая, Астрахановская) их пористость составляет до 30%, а проницаемость — от 200 до 1000 мдарси и более.

Комплексная оценка основных показателей нефтегазоносности (литофациальная и геохимическая характеристики, мощности неогеновых отложений, степень их дислоцированности) суши и шельфа свидетельствует о более высокой перспективности последнего. Первые же поисковые скважины, пробуренные на структурах мелководья, открыли промышленные залежи нефти. В 1970—1971 гг. при разведке западного крыла Одоптинской морской антиклинали в результате бурения скв. 22, 23, 25, 26 впервые на Сахалине получены фонтанные притоки нефти с дебитами от 40 до 130 т/сут. из пластов XXI—XXIII нижнеокобыкайской подсвиты. В настоящее время морская граница залежи не установлена. По данным сейсмических работ и пробуренных позднее скв. 28 и 1 (с отклонениями 1500—2430 м) отмечено уменьшение мощностей продуктивных горизонтов в направлении к своду складки. Эта особенность указывает на возможное распространение литологически экранированных залежей в нижнеокобыкайской свите в пределах западного погружения Одоптинской зоны. Остальные песчаные пласты нижнеутовской и верхне-среднеокобыкайской подсвит в пределах разведанного участка выдержаны по мощности и составу и должны быть продуктивны в сводовых частях локальных складок зоны.

Нефть выявленных залежей относится к числу малосмолистых, слабopарафинистых, средняя плотность ее в пластовых условиях составляет $0,735 \text{ г/см}^3$, вязкость 0,73 сП, что при сравнительно низкой проницаемости коллектора (от единиц до 136 мдарси) обеспечивает высокую продуктивность скважин.

С целью поисков сводовых залежей в отложениях окобыкайской свиты Одоптинской морской структуры осуществлено бурение первой поисковой скважины с отклонением от вертикали на 2430 м. Скважина еще не испытана, но по имеющимся данным она вскрыла ряд пластов в приконтурной части.

Северо-Охотский НГБ расположен в северной части Охотского моря. Прогиб этот выявлен в начале 70-х годов. По данным ГСЗ, он вытянут в широтном направлении; максимальная мощность осадочной толщи в нем превышает 5000 м. К северу и югу мощность толщи сокращается, достигая на площади Охото-Морского массива 500—1000 м, а к северу, в сторону кайнозойской платформы, составляет менее 1000 м. На материке же мощность кайнозойских (неоген) осадочных пород не превышает 500 м. Значительное сокращение мощностей, более резкое в сторону срединного массива, с относительно меньшим градиентом в сторону материка, позволяет предполагать развитие на северном и южном склонах прогиба благоприятных условий для образования ловушек неструктурного типа.

Вообще же строение бассейна исследовано крайне слабо. Так, например, его восточная половина совершенно не изучена геолого-геофизическими методами, поэтому границы бассейна в этой части следует считать в значительной мере условными.

Ширина шельфовой зоны в северной части Охотского моря достигает 200-250 км, что наряду с характером рельефа дна моря позволяет уверенно предполагать развитие там и ловушек структурного типа, которые станут первоочередными объектами для поисков в них нефти и газа. Расположение Северо-Охотского прогиба в краевой части геосинклинальной области рядом с кайнозойской платформой дает основание видеть в нем элементы передового прогиба.

Шелиховский НГБ находится в северо-восточной части Охотского НГМБ. Изучен он крайне плохо, поэтому выделение его в указанных границах носит в известной степени условный характер. Мощность осадочных пород в нем (впадина Тинро), по данным В.Н. Шимараева, В.Э. Волк, Г.И. Гапоненко и других, достигает 6—7 км.

На Западной Камчатке, являющейся частью Шелиховского НГБ, в поле развития кайнозойских пород известен ряд поверхностных проявлений нефти и газа, что

свидетельствует о происходивших процессах нефтегазообразования в этом нефтегазоносном бассейне.

Южно - Охотский НГБ связан с одноименной впадиной Охотского моря. Наиболее прогнутая часть бассейна, к которой приурочена и наибольшая мощность осадочной толщи (более 5,5 км), расположена между южной частью Сахалина, и Курильскими островами, занимая довольно большую площадь акватории. К северо-востоку бассейн узкой полосой протягивается вдоль Курильских островов почти до широты южной оконечности Камчатки.

В южной части, в зоне максимального прогиба выделяются два овальных участка относительных поднятий с мощностями осадочной толщи на них около 3,5 км. Поднятия эти можно рассматривать как возможные зоны нефтегазоаккумуляции, а расположение их на площади развития максимальных мощностей осадочной толщи позволяет допускать наличие здесь благоприятных условий для образования крупных скоплений нефти и газа.

Следует упомянуть о выделении еще Курильского НГБ, расположенного в глубоководной одноименной впадине. Упомянуть о нем необходимо только потому, что наличие этого бассейна послужило одной из причин трактовки Курильских островов как области возможного нефтегазоаккумуляции.

Между прогибами, отнесенными к нефтегазоносным бассейнам, естественно, расположены относительные поднятия (фиксируемые меньшими мощностями осадков), по гребням которых и проведены границы между нефтегазоносными бассейнами.

В краевых, относительно приподнятых частях мегабассейна находятся такие крупные складчатые сооружения, как Сахалин и Камчатско-Курильская горная система. Причем Сахалин расположен на стыке двух нефтегазоносных мегабассейнов: Охотского и Япономорского; Камчатка — на стыке трех: Охотского, Берингова и Приокеанского; Курильские острова — на стыке двух: Охотского и Приокеанского. Все упомянутые поднятия рассматриваются как области доказанного (Сахалин) и возможного нефтегазоаккумуляции, преимущественно в ловушках структурного типа. И только на склонах Охотского внутреннего поднятия и в северной части Северо-Охотского НГБ можно предполагать наличие условий для образования скоплений нефти и в ловушках неструктурного типа.

Таким образом, под областью нефтегазоаккумуляции понимается крупное антиклинальное или какое-либо иное относительное поднятие (например, борт впадины, срединный массив и др.), выраженное в современном структурном плане и сложенное главным образом кайнозойскими породами. Последние должны обладать определенными коллекторскими свойствами и наличием соответствующих ловушек. Выделение таких областей представляет большой практический и научный интерес, являясь важнейшей задачей всех исследований, выполняемых в области нефтяной геологии.

Япономорский и Берингоморский НГМБ представляют собой крупные полузамкнутые морские впадины. Мощность рыхлых осадочных отложений в них небольшая, примерно 2—3 км, что и обусловило меньшие в сравнении с Охотским НГМБ перспективы их нефтегазоносности.

В связи со слабой геолого-геофизической изученностью указанных нефтегазоносных мегабассейнов выделение в их пределах нефтегазоносных бассейнов и областей нефтегазоаккумуляции затруднительно, хотя их наличие там и не вызывает сомнений. И только в северной части Япономорского НГМБ оказалось возможным в границах Татарского пролива выделить Татарский НГБ, а в его западной части — область возможного нефтегазоаккумуляции в ловушках неструктурного типа (зонах вероятного выклинивания палеогеновых и неогеновых пород). Следует отметить, что мощность (до 7 км) осадочных неметаморфизованных пород в Татарском проливе, являющемся частью Япономорского НГМБ, значительно больше, чем в Японском море.

В Сахалинской области выделены три района нефтегазоаккумуляции: Северный, Юго-Западный и Центральный. Северный район связан с Северо-Сахалинским, Юго-Западный — с Татарским и Центральный — с Южно-Охотским НГБ. Внутри этих

районов выделены зоны нефтегазонакопления, состоящие из ряда месторождений или возможно нефтегазоносных структур.

Северный район расположен на западном борту Северо-Сахалинского НГБ. В структурном отношении его положение соответствует северной периклинали Сахалинского мегантиклинория, где средняя мощность неогеновых осадков является наибольшей. В состав района входят шельфовая зона Охотского моря и акватория Сахалинского залива.

Шельфовая зона Охотского моря, смежная с северо-восточной частью Сахалина, заслуживает внимания. Одним из основных критериев такой оценки послужило расположение акватории рядом с нефтегазоносным районом острова, на котором плотность потенциальных ресурсов нефти и газа является наибольшей для области (более 100 тыс. т на 1 км²), и рядом с максимальным прогибом Северо-Сахалинского НГБ, на котором отмечается максимальное накопление осадочных пород песчано-глинистого состава. Наличие же в пределах шельфа сравнительно больших антиклинальных складок, сложенных неогеновыми породами, позволяет рассматривать их как благоприятные структуры для образования крупных месторождений нефти и газа.

При нефтепоисковых работах в этой шельфовой зоне необходимо учитывать особенности геологического строения смежной части острова. Так, например, основная нефтегазоносная толща (окобыкайская и дагинская свиты) вследствие общего наклона неогеновых пород на прибрежной части острова в восточном направлении должна сохраниться в сводах антиклинальных складок, залегать на относительно больших глубинах и обладать вследствие этого более благоприятными для сохранения залежей нефти и газа условиями. Глинистый характер пород окобыкайской свиты с незначительным участием в ней маломощных песчаных прослоев на некоторых прибрежных участках и общая "глинизация" разреза свиты в восточном направлении позволяют допускать условия для формирования литологических залежей. Предполагаемое же наличие в прибрежной части Охотского моря (в 20–25 км от берега) крупного антиклинального поднятия с элементами конседиментационного развития указывает на возможность развития там и более благоприятных коллекторских свойств. Нельзя не указать и на то, что плиоценовые песчаные отложения (нутовская свита) обогащаются в восточном направлении глинистыми породами, становясь благоприятными для промышленных скоплений в них нефти и газа.

Высокие перспективы связываются и с акваторией Сахалинского залива. Основанием для такого заключения послужили большая мощность (6000–8000 м) осадочных неметаморфизованных пород, наличие в пределах акватории ряда крупных поднятий, а на близлежащих участках острова — ряда месторождений нефти и газа (Колендинское, Северо-Колендинское, Некрасовское и Узловое), относительно высокая удельная плотность прогнозных запасов нефти и газа (50–100 тыс. т на 1 км²).

В юго-западный район нефтегазонакопления входит шельфовая зона Татарского пролива. Перспективы ее нефтегазоносности оцениваются ниже (удельная плотность прогнозных запасов колеблется здесь в пределах 20–50 тыс. т на 1 км²), чем в двух предыдущих акваториях, но выше, чем на смежных территориях суши. Последнее обосновывается увеличением в сторону акватории мощности кайнозойских пород, общим погружением пород в западном направлении и предполагаемым вследствие этого сохранением на сводах складок, находящихся в море, наиболее перспективной части неогенового разреза (аналогов окобыкайской и дагинской свит), в то время как на складках смежных площадей острова эти отложения, как правило, эродированы.

Меньшая удельная плотность прогнозных запасов по сравнению с шельфами Охотского моря и Сахалинского залива обусловлена не вполне удовлетворительной пористостью большей, нижней части миоцена и палеогена, некоторой "засоренностью" состава кайнозойских пород туфогенным материалом и глубоким эрозионным срезовом, вплоть до низов верхнего мела.

Перспективы нефтегазоносности шельфовой зоны Охотского моря, смежной с юго-восточной частью Сахалина, и заливов Терпения и Анива, на которых удельная

плотность прогнозных запасов составляет 20–40 тыс. т на 1 км², оценены ниже, чем шельф Татарского пролива. Здесь значительные площади шельфа, смежные с восточным склоном Восточно-Сахалинских гор, Тонино-Анивским полуостровом и Сусунайским горным массивом, отнесены к неперспективным площадям.

Относительно более перспективной является акватория залива Терпения, в пределах которой мощность неогеновых отложений несколько больше, чем в Поронайской депрессии. При оценке перспектив нефтегазоносности данной акватории учитывалось наличие признаков нефти и газа в неогеновых породах и грязевых вулканов в поле меловых образований на участках острова, смежных с заливом.

Прежде чем говорить о направлении дальнейших поисковых работ на газ и нефть в пределах акваторий, необходимо подчеркнуть, что состояние геолого-геофизической изученности Присахалинского шельфа крайне недостаточно как для обоснования конкретных общих направлений нефтепоисковых работ, так и для вполне уверенного выделения первоочередных районов и структур для поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. В то же время трудности проведения и значительная стоимость морских буровых работ обязывают предъявлять повышенные требования к степени обоснованности постановки бурения скважин на каждой площади.

Из сказанного можно сделать вывод, что необходимо резко увеличить объем региональных геолого-геофизических работ (гравиразведка, сейсморазведка, аэрофотосъемка, геоморфологические исследования и др.) на акваториях Охотского моря, Татарского пролива и на Присахалинском шельфе.

Основной целью работ на двух первых акваториях должно явиться составление карт-схем: структурно-тектонической и мощностей осадочной толщи в масштабах не мельче 1:2 500 000. Причем при проведении региональных исследований необходимо обратить внимание на более детальное изучение площадей, трактуемых как возможные области нефтегазоаккумуляции (Охотская, Примагаданская, Курильская, Южно-Охотская и Татарская).

В большем объеме должны быть развернуты и научно-исследовательские работы, направленные на уточнение прогнозных запасов нефти и газа как для всей площади акваторий Охотского моря и Татарского пролива, так и отдельно для шельфовой зоны Сахалина, на составление для этих акваторий карты прогноза нефтегазоносности и нефтегеологического районирования, на периодическое обобщение всех данных по геологическому строению и нефтегазоносности Сахалина и смежных акваторий, а также на разработку научно-геологических работ на акваториях.

Чтобы скорее освоить ресурсы наиболее перспективного участка — шельфа северо-восточного района Сахалина и впадины Сахалинского залива, в текущем пятилетии необходимо развернуть комплексные региональные геолого-геофизические исследования.

В прибрежных частях шельфа (до изобаты 50 м), и прежде всего на Охинском перешейке и в Дагинско-Набильском районе, необходимо проводить планомерные детальные сейсморазведочные работы масштаба 1:25 000 с целью подготовки структур под глубокое бурение.

Параллельно со структурно-поисковыми геофизическими работами в акваториальных районах в пределах прибрежной части суши необходимо проводить параметрическое бурение с целью получения данных и определения характера литофациальных особенностей перспективных отложений шельфа, а также прогнозирования конкретных объемов и глубин залегания продуктивных комплексов в его пределах.

Для этой цели необходимо пробурить ряд наклонных параметрических скважин на побережье Сахалинского залива (в пределах Астрахановской зоны), в северной части п-ова Шмидта и на восточном побережье: на Охинском перешейке (Колендинская и Кеутинская), на прибрежных косах заливов Пильтун, Чайво, Ныйского и Набильского (площади Одоптинская, Северо-Чайвинская, Усть-Дагинская, Усть-Тымская, Старо-Набильская), южнее Луньского залива (на Усть-Конгинской площади).

При проведении сейсмических работ в прибрежной части шельфа Дагинско-Набильского района следует предусмотреть разработку методических приемов для

изучения зон угловых несогласий в связи с тем, что в пределах района установлено развитие залежей нефти стратиграфического типа, приуроченного к границе несогласия между дагинской и окобыкской свитами.

Для быстрейшего ввода в разработку залежей XXI, XXIII пластов Одоптинского месторождения, поисков залежей в прибрежно-акваториальных структурах необходимо усовершенствовать наклонно направленное бурение с целью достижения максимального отхода до 3—3,5 км.

Дальнейшее освоение потенциальных ресурсов шельфа следует связывать с проведением поискового бурения с ледостойких оснований и плавучих буровых установок. Геолого-геофизические работы на акваториях и прибрежных участках должны осуществляться по единому плану.

ЛИТЕРАТУРА

- Беляевский Н.А., Борисов А.А. Глубинное строение северо-западной части Тихоокеанского подвижного пояса. — Сов. геология, 1964, № 9.
- Брод И.О. Учение о нефтегазоносных бассейнах. М., "Недра", 1964.
- Калинко М.К. Перспективы нефтегазоносности шельфовых и других акваторий. — Сов. геология, 1969, № 12.
- Кропоткин П.Н., Шахварстова К.А. Геологическое строение Тихоокеанского подвижного пояса. — Сов. геология, 1964, № 9.
- Левин Л.Э. Некоторые теоретические вопросы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности современной системы впадин Мирового океана. — В кн. "Тектоника и нефтегазоносность окраинных и внутренних морей СССР". М., "Недра", 1970.
- Милашин А.П. О Дальневосточном нефтегазоносном бассейне. — Новости нефтяной техники, серия геол., 1960, № 12.
- Оленин В.Б., Соколов Б.А. Новые перспективы нефтегазоносности акваторий земного шара. — Докл. АН СССР, 1970, т. 193, № 6.
- Пуцаровский Ю.М. Основные черты строения Тихоокеанского тектонического пояса. — Геотектоника, 1965, № 6.
- World Oil", 1971, v. 173, N 3, p. 121, 123.

И.И. Аммосов, А.И. Уткина

СТАДИИ И ЗОНЫ ЛИТИФИКАЦИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОГО САХАЛИНА

Неодинаковая отражательная способность витринита, рассеянного в осадочных породах, является результатом молекулярной перестройки слагающего его органического вещества при погружении осадочных пород с повышением температуры. Органическое вещество витринита постепенно литифицируется, т.е. окаменевают. Стадии литификации витринита измеряются его отражательной способностью.

Температура действует не только на органические вещества, но и на вмещающие их осадочные породы. При этом изменяются минеральный состав и физические свойства, а также плотность, пористость и проницаемость осадочных пород, что имеет большое значение при прогнозе их нефтегазоносности. В наиболее литифицированных породах при прочих равных условиях распространены коллекторы невысоких классов — со средней, пониженной и низкой характеристиками емкостных и фильтрационных свойств. В районах же распространения отложений с высокой степенью литификации развиты более пористые коллекторы. Единых, регионально выдержанных границ катагенеза (эпигенеза) не существует. Применение различных методов оценки степени изменения осадочных пород в процессе катагенеза приводит к тому, что авторы выделяют "свои" стадии и этапы, отличающиеся по объему и границам от выделенных другими. Однако в последнее десятилетие показано, что в основу дробного расчленения зон литификации в осадочных породах

разумно положить количественное выражение стадий изменения органического вещества витринита. При исследовании неогеновых отложений Северного Сахалина выделены четыре зоны литификации, отличающиеся по стадиям изменения витринита, по минералого-петрографическим и физическим особенностям.

Первая зона. Эта зона содержит наименее измененные осадочные породы. Отражательная способность витринита меньше 62 единиц. Осадочные породы зоны формировались при палеотемпературах меньше 80°C и геостатическом давлении не более 200 кг/см². Глинистые породы легко размокают в воде, их плотность в абсолютно сухом состоянии не более 1,96 г/см³. Открытая пористость глинистых пород изменяется в интервале 29–155%.

Вторая зона. Интервал отражательной способности витринита 62–70 единиц. Глубина максимального погружения 1–2,4 км, гидростатическое давление при максимальном погружении 200–470 кг/см². Зона распространена в нутовском и верхнеокобыкайском горизонтах. Отложения дагинского горизонта этой зоны находятся в западной части Северного Сахалина. Характерной особенностью является неизменность седиментационного глинистого цемента. Развита полиминеральные глинистые и седиментационные кальцитовые и кремнистые цементы. В шлифах песчано-алевритовых пород наблюдается пелитизация полевых шпатов и уменьшение числа зерен кислых плагиоклазов. "Свободные" зерна, т.е. не имеющие непосредственного контакта с другими, составляют 14–25% общего числа. Характерно незначительное количество (2–18%) выпукло-вогнутых контактов и явное преобладание контактов точечных (30–80%) и линейных (20–60%). Открытая пористость глинистых пород изменяется от 12 до 28%, а песчано-алевритовых – от 23 до 38%. Плотность глин в абсолютно сухом состоянии 1,8–2,22 г/см³. Проницаемость высокая и очень высокая, измеряемая сотнями и тысячами миллидарси. Песчано-алевритовые породы являются коллекторами порового типа и отличаются высокими коллекторскими свойствами. Емкостные и фильтрационные свойства изменяются с увеличением глубины максимального погружения.

Третья зона. Отражательная способность витринита 72–76 единиц. Глубина максимального погружения – 2,4–4,0 км, гидростатическое давление при максимальном погружении 470–930 кг/см², палеотемпература 100–130°C. Стратиграфически зона охватывает отложения окобыкайского, дагинского и частично уйнинского горизонтов.

В породах зоны заметны изменения обломочного и цементирующего материала. Для соответствующих пород этой зоны характерны развитие вторичных хлоритовых, значительно реже – кальцитовых цементов, слабая гидратизация и хлоритизация слюд, хлоритизация и кальцитизация обломков полевых шпатов. Поровое пространство обычно не заполнено. Число "свободных" зерен снижается до 2–5%.

Чаще в структуре песчано-алевритовых пород наблюдаются выпукло-вогнутые контакты (25–38%) за счет уменьшения точечных (10–15%) и линейных (54–60%) контактов. Породы данной зоны относятся к уплотненным. Наиболее интенсивно уплотняются глинистые породы. Открытая пористость глин и аргиллитов составляет 3–12%, пористость песчано-алевритовых пород колеблется от 7 до 23%. Плотность глин в абсолютно сухом состоянии изменяется в интервале 2,25–2,42 г/см³, проницаемость – десятки и сотни миллидарси.

Четвертая зона. Отражательная способность витринита 77–84 единицы. Глубина максимального погружения – 4 км и более, геостатическое давление при максимальном погружении – 930–1140 кг/см² и более, палеотемпература – 125–160°C. Зона изучена в небольшом числе разрезов на площадях Южное Гыргыляньи, Средние Лангры, Центрально-Тамлевская и Троптун. Она характерна для пород уйнинского и мачигарского горизонтов неогена, а также для отложений палеогена. Открытая пористость глинистых пород изменяется незначительно – от 1 до 3%, а пористость песчано-алевритовых пород снижается до 10%. Плотность песчано-алевритовых глин в абсолютно сухом состоянии 2,45–2,65 г/см³, проницаемость – единицы и первые доли единиц миллидарси. Число "свободных" зерен не превышает 3–4%. Для песчано-алевритовых пород характерно преобладание выпукло-вогнутых

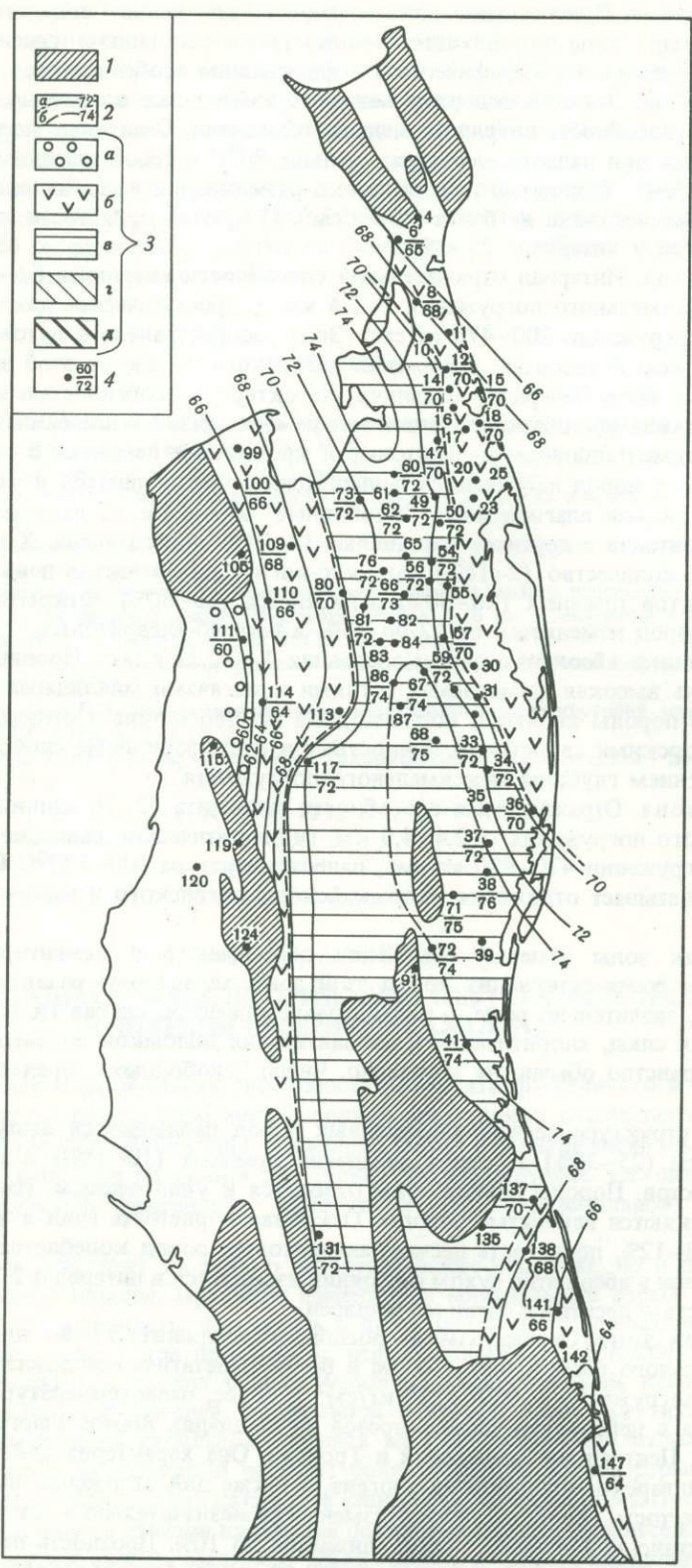


Таблица
Стадии катагенеза и нефтегазоносность

Процесс и его стадия	Литификация				Угли	Нефтегазоносность по И.И. Аммосову (1961)	Нефтегазоносность по Н.Б. Вассоевичу (1969)	Нефтегазоносность по Э.А. Конторовичу (1970) (по Западной Сибири)		Распределение нефтеносности по В.А. Успенскому (1970)	Нефтегазоносность по В.А. Глушко и др. (1972) (Днепровско-Донецкая впадина)	Распределение нефтегазоносности по А.И. Уткиной (Северный Сахалин)					
	группа стадий	стадия	отражательная способность витринита					Интенсивность процессов нефтеобразования	Оценка перспектив нефтегазоносности								
			10 R ^a	R ^o													
Диагенез конечный	I	1	58	0,26	Землистые	-	-	Процессы нефтеобразования не протекают. Продуктом газообразования является CO ₂	Сингенетичная нефтеносность отсутствует	Нефтепроявления и промышленные скопления нефти только вторичного происхождения (миграция из нижележащих горизонтов)	Вторичные залежи газа и редкие первичные залежи асфальтено-смолистой нефти	Сингенетичная нефтеносность обычно отсутствует					
Катагенез	начальный	II	2	62		0,33	Плотные матовые						Раннекатагенетическое метанообразование	Процессы нефтеобразования протекают слабо. В продуктах газообразования в основном метан	Главная зона нефтегазоносности.	Главная зона нефтеобразования	Главные первичные залежи нефти с плотностью 0,84 - 0,90 г/см ³ и вторичные газоконденсаты
			3	68	0,45	Плотные блестящие		Главная фаза нефтеобразования	Нефти разнообразного состава	Нефти обычно с признаком "метаморфического" типа							
		4	73	0,57	Длиннопламенные						Газовые	Нефтеносность второстепенная					
		5	80	0,76		Жирные		Процессы нефтеобразования затухают. Продолжаются процессы газообразования	Нефтеносность обычно отсутствует. Возможны газовые и реже газоконденсатные месторождения	Газопроявления углеводородных газов							
	средний	III	6	88	1,06		Коксовые				Второстепенная, но нефти высокого качества	Процессы нефтеобразования не протекают. Продолжаются процессы газообразования. Главный продукт сухой метановый газ	Промышленной нефти почти нет, имеются нефтепроявления. Некоторая добыча газа	Проявление метановых, азотно-метановых и азотно-углекислых газов	Небольшие залежи нефти, чаще газовые		
			7	94	1,32	Тошье, слабо спекающиеся		Позднекатагенетическое метанообразование	Нефтеносность обычно отсутствует. Возможны газовые и реже газоконденсатные месторождения	?							
	конечный	IV	8	102	1,71		Тошье, не спекающиеся				Обычно отсутствует	Процессы нефтеобразования не протекают. Продолжаются процессы газообразования. Главный продукт сухой метановый газ	Промышленной нефти почти нет, имеются нефтепроявления. Некоторая добыча газа	Проявление метановых, азотно-метановых и азотно-углекислых газов	-		
			9	111	2,21	Полуантрациты		Обычно отсутствует	Процессы нефтеобразования не протекают. Продолжаются процессы газообразования. Главный продукт сухой метановый газ	Промышленной нефти почти нет, имеются нефтепроявления. Некоторая добыча газа						Проявление метановых, азотно-метановых и азотно-углекислых газов	-
	Метагенез	V	10	120	2,76		Антрациты				Обычно отсутствует	Процессы нефтеобразования не протекают. Продолжаются процессы газообразования. Главный продукт сухой метановый газ	Промышленных скоплений нефти и газа нет. Редкие скудные битумопроявления	Промышленных скоплений нефти и газа нет. Редкие скудные битумопроявления	-		
			11	130	3,50	Графиты		-	-	-						-	-
12			-	-	Графиты												

контактов, составляющих в нижней части зоны 60–65% общего числа контактов, при резком, до 30%, снижении доли линейных контактов; число точечных контактов 5–15%.

Эволюция литификации приобретает более выраженный характер. Часто наблюдаются хлориты, нередко перекристаллизованные. Они заполняют первичные поры пород. Появляются вторичные кремнезем и кальцит, заполняющие поры, трещины, замещающие глинистый материал. Резко уменьшается содержание цемента и число полых пор. Почти полностью отсутствует базальный цемент, появляются контакты вдавливания. Продолжают усиливаться процессы внутрислойного растворения минералов. Слюды часто хлоритизированы, гидратизированы, деформированы. Вторичный кварц образуется в виде тонких каемок вокруг зерен кварца. Чаще всего появляется неполное окаймление. Вторичный кварц очень чистый, не содержит включений.

Данные полученные по большинству разведочных площадей, позволили построить карты стадий катагенеза (рис. 1–3).

Основную нефтегазоносность разные исследователи приурочивали к неодинаковым этапам катагенеза. Из таблицы видно, что И.И. Аммосов связывает основную нефтегазоносность с этапами углефикации, соответствующими отражательной способности витринита 62–86, Н.Б. Вассоевич – с длиннопламенными, газовыми, жирными и частично коксовыми углями, А.Э. Конторович – с концом бурогоугольной стадии, а также с длиннопламенными, газовыми и частично жирными углями В.В. Глушко с соавторами – с плотными бурыми и длиннопламенными углями.

Если обратиться к ранее выделенным зонам по минералого-петрографическим и физическим особенностям пород, то основная выявленная в настоящее время нефтеносность Северного Сахалина приходится на низы второй зоны и в полном объеме охватывает третью. Выше и ниже интервала основной нефтеносности, т.е. соответственно во второй и четвертой зонах литификации, могут быть газовые залежи.

Верхний газоносный интервал выделен условно, так как значительная часть мощности (1,0–1,5 км) охватываемых им осадочных пород на многих площадях эродирована, а целевая часть разреза во многих случаях представлена толщей, лишенной надежных покровов. Возможно, при разведке нутовского песчано-гли-

Рис. 1. Схематическая карта зон литификации и изореспленд отложений окобыкайского горизонта (составила А.И. Уткина)

1 – области размыва; 2 – изореспленды (в отражательной способности витринита): а – достоверные, б – предполагаемые; 3 – зоны литификации: отражательная способность витринита а – < 62 (стадия O_2), б – 62–70 (стадия O_3), в – 70–76 (стадия I), г – 77–84 (стадия II), д – > 84; 4 – номер площади (целое число или числитель) и отражательная способность витринита (в знаменателе): 4 – Троптунская, 6 – Береговая, 8 – Колендо, 10 – Халган, 11 – Хангуза, 12 – Северная Оха, 14 – Оха, 15 – Кеуту, 16 – Южная Оха, 17 – Эхаби, 18 – Восточный Эхаби, поднадвиг, 20 – Тунгор, 23 – Восточное Эрри, 25 – Одопту, 30 – Мухто, 31 – Северный Паромай, 33 – Южный Паромай, 34 – Пильтун, 35 – Нутово, 36 – Восточный Оссой, 37 – Горомай, 38 – Баотасино, 39 – Новый Вал, 41 – Восточный Даги, 47 – Гиляко-Абуан, 49 – Нелминская, 50 – Эрри, 54 – Холденская, 55 – Сабо, 56 – Западная Сабо-Морошкинская, 57 – Малая Сабо-Покосенская, 59 – Средний Паромай, 60 – Тунгусская, 61 – Ключевская, 62 – Северинка, 65 – Малая Волчинка, 66 – Осиновская, 67 – Крапивненская, 68 – Верхний Пильтун, 71 – Волнистая, 72 – Средней Аскасай, 73 – Шхунно-Заволчинская, 76 – Северная Глухарка, 80 – Большереченская, 81 – Западный Глухарка, 82 – Тепловская, 83 – Катланы, 84 – Северное Гыргыланы, 86 – Южное Гыргыланы, 87 – Когдой, Ягодная, Таежная, 91 – Нуумпальское поднятие, 99 – Астрахановская, 100 – Узловая, 105 – Центрально-Тамлевская, 107 – Центральные Лангры, 109 – Пойменная, 110 – Березовская, 111 – Восточный Чингай, 113 – Средние Лангры, 114 – Правый Чингай, 115 – Средние Пырки, 117 – Южный Комулан, 119 – р.Теньги, 120 – Найденская, 124 – р.Большой Вагис, 131 – Средне-Нышская, 135 – Северо-Гамадейская, 137 – Ноглики-Катангли, 138 – Прибрежная, 141 – Старо-Набильская, 142 – Ново-Набильская, 147 – Конги

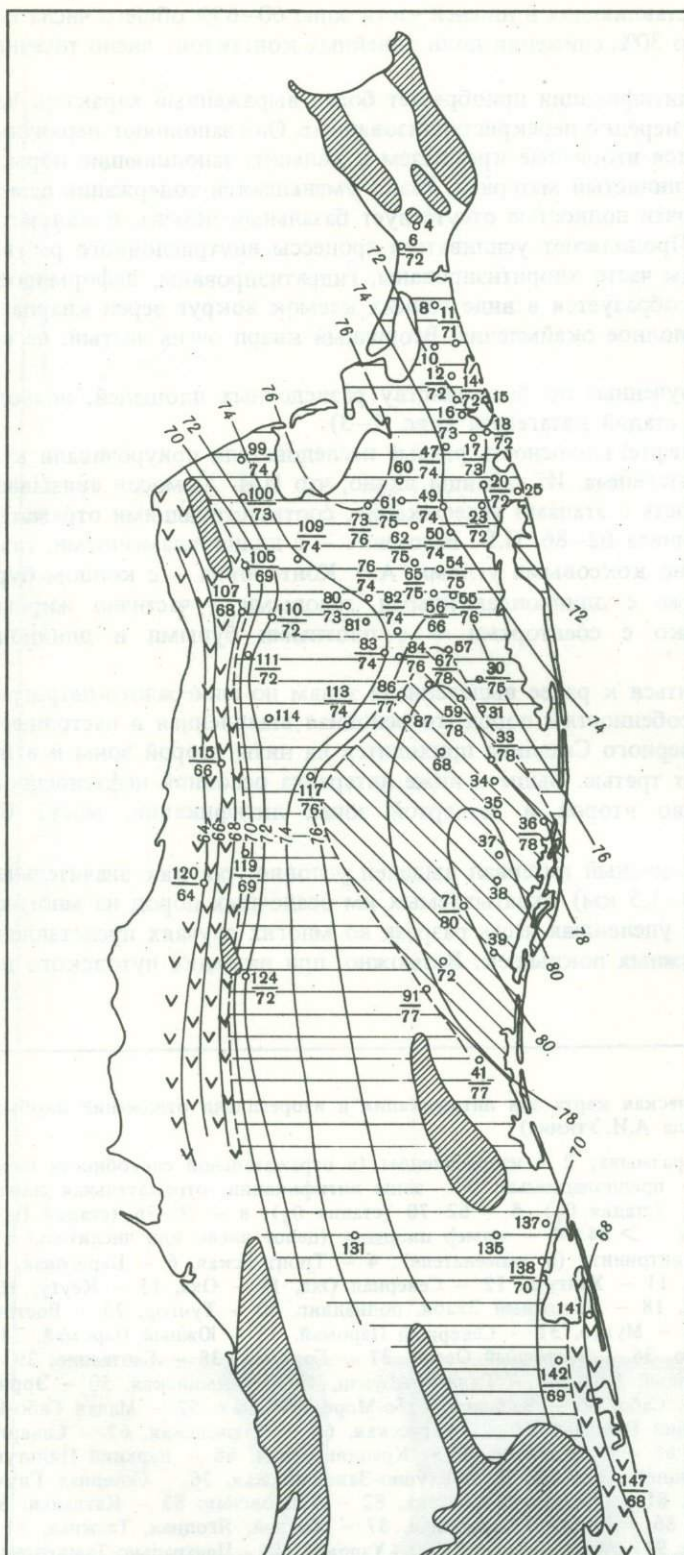


Рис. 2. Схематическая карта зон литификации и изореспленд отложения дагестанского горизонта (составила А.И. Уткина)

Условные обозначения см. на рис. 1

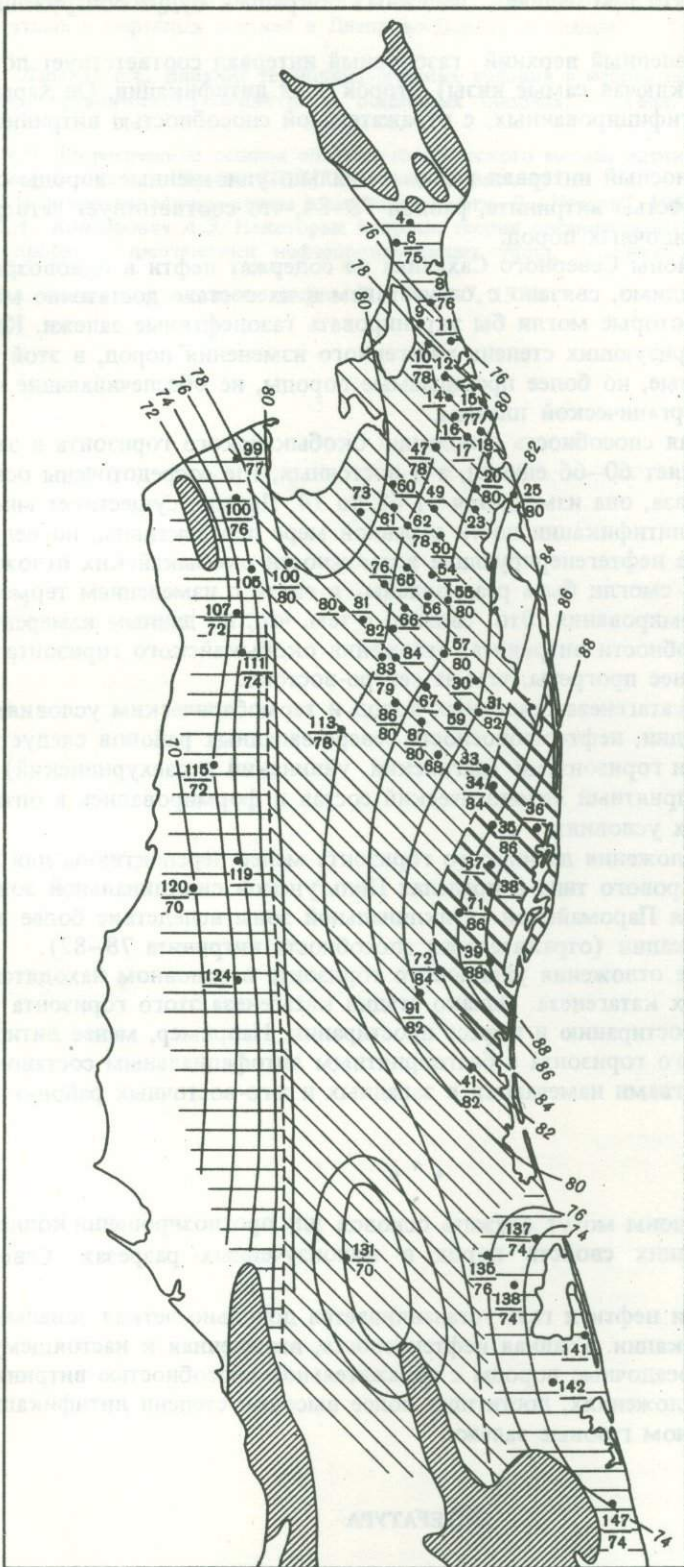


Рис. 3. Схематическая карта зон литификации и изореспленд отложений уйнинского горизонта (составила А.И. Уткина)

Условные обозначения см. на рис. 1

нистого комплекса при наличии надежных покрышек будут обнаружены газовые залежи.

Условно выделенный верхний газоносный интервал соответствует почти в полном объеме (исключая самые низы) второй зоне литификации. Он характерен для пород слабо литифицированных, с отражательной способностью витринита 62–68 единиц.

Нижний газоносный интервал включает сильно уплотненные породы с отражательной способностью витринита, равной 78–84, что соответствует четвертой зоне литификации осадочных пород.

Западные районы Северного Сахалина не содержат нефти в разновозрастных осадках, что, видимо, связано с отсутствием в их составе достаточно мощных глинистых толщ, которые могли бы экранировать газонефтяные залежи. Как видно на картах, характеризующих степень катагенного изменения пород, в этой зоне менее литифицированные, но более проницаемые породы, не обеспечивающие накопления мигрирующей органической плазмы.

Отражательная способность отложений окобыкайского горизонта в западных районах составляет 60–66 единиц, а в восточных, где сосредоточены основные залежи нефти и газа, она изменяется от 68 до 74. Правда, существует мнение, что обе эти стадии литификации почти в равной мере перспективны, но нельзя исключить, что слабые нефтегенерирующие возможности окобыкайских отложений западных районов не смогли быть реализованы в связи с изменением термобарических условий их формирования. Это связано с тем, что, по данным измерения отражательной способности витринита, отложения окобыкайского горизонта на северо-западе были менее прогреты, чем на северо-востоке.

По стадиям катагенеза осадочных пород и термобарическим условиям, обусловившим эти стадии, нефтегазоносность северо-западных районов следует связывать с более низкими горизонтами (дагинский, уйнинский и даехурнинский). Они имеют более благоприятный литологический состав и формировались в оптимальных термобарических условиях.

Наоборот, отложения дагинского горизонта менее перспективны для поисков коллекторов порового типа в пределах Пильгунской синклинали и южного погружения Паромайской антиклинальной зоны вследствие более высокой степени литификации (отражательная способность витринита 78–82).

Нижележащие отложения уйнинского горизонта в основном находятся на более высоких стадиях катагенеза. Однако стадии катагенеза этого горизонта также изменяются по простиранию и вкрест простирания. Например, менее литифицированные породы этого горизонта с благоприятным литофациальным составом и коллекторскими свойствами намечаются в западных и юго-восточных районах Северного Сахалина.

* * *

Выделенные зоны могут служить основой для прогнозирования коллекторских и нефтепроизводящих свойств пород в малоизученных разрезах. Северного Сахалина.

В размещении нефти и газа устанавливается довольно четкая зональность по стадиям литификации. Главная нефтеносность, выделенная к настоящему времени, приходится на осадочные породы с отражательной способностью витринита 68–76 единиц. В отложениях, достигших более высокой степени литификации, присутствуют в основном газовые залежи.

ЛИТЕРАТУРА

- Аммосов И.И. Стадии изменения осадочных пород и парагенетические отношения горючих ископаемых. — Сов. геология, 1961, № 4.
Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В. Главная фаза нефтеобразования. — Вестник МГУ, геол., 1969, № 6.

- Глушко В.В., Новосилецкий Р.М., Корчинская И.А. Основные закономерности размещения газоконденсатных и нефтяных залежей в Днепровско-Донецкой впадине. — Геол. нефти и газа, 1972, № 1.
- Жабров Д.В., Ларская Е.С. Влияние термодинамических условий в недрах на преобразование рассеянного органического вещества в осадочных породах. — Геол. нефти и газа, 1965, № 8.
- Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. — Труды СНИИГГМС, 1970, вып. 95.
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., "Недра", 1969.
- Трофимук А.А., Конторович А.Э. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ. — Геол. и геофиз., 1965, № 12.
- Успенский В.А. Введение в геохимию нефти. Л., "Недра", 1970.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
--------------------	---

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

<i>Корнев Б.В., Кувыкин Ю.С.</i> К вопросу оценки перспектив нефтегазоносности Ангаро-Ленского района	5
<i>Чепиков К.Р., Никишин В.И.</i> Коллекторы нефти и газа в верхнем докембрии и нижнем кембрии на юге Сибирской платформы	16
<i>Аммосов И.И., Бабашкин Б.Г., Шаркова Л.С.</i> Битуминиты нижнего кембрия Восточной Сибири как возможный показатель стадий катагенеза осадочных пород	28
<i>Анциферов А.С., Дробот Д.И., Корнев Б.В., Кувыкин Ю.С.</i> О перспективах нефтегазоносности юга Сибирской платформы	40
<i>Варенцов М.И., Дорошко С.М., Чичмарев В.Г.</i> История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Вилуйской синеклизы	47
<i>Корнев Б.В., Кицис Н.А., Кнепель М.Н., Несмеянова Л.И., Сальман Г.Б.</i> История развития и особенности нефтегазонакопления в солеродном бассейне краевой части Сибирской платформы	59
<i>Галушко Я.А., Потапов С.В., Неволин Б.С., Гудзенко В.Т.</i> Древнейшая формация доманикового типа на востоке Сибирской платформы	63

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

<i>Алексейчик С.Н., Корнев Б.В., Тронов Ю.А.</i> К вопросу о перспективах нефтегазоносности Северо-Сахалинских шельфов	74
<i>Аммосов И.И., Уткина А.И.</i> Стадии и зоны литификации нефтегазоносных отложений Северного Сахалина	84

УДК 551.491:553.981/982 (571.5)

К вопросу оценки перспектив нефтегазоносности Ангаро-Ленского района. Корнев Б.В., Кувыкин Ю.С. "Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока". М., "Наука", 1975 г., стр. 5-16.

Приведены данные о нефтегазоносности, литолого-фациальном составе нижнекембрийских отложений; рассмотрены условия накопления и преобразования органического вещества древних толщ, пути и особенности миграции углеводородов как в терригенных, так и в карбонатных отложениях, а также устанавливается масштабность процессов нефтегазообразования.

Дано описание (по разрезу и площади) пластов-коллекторов и покрышек. Проведено районирование территории по степени перспективности и выделены участки первоочередных поисково-разведочных работ на нефть и газ в этом регионе.

Илл. 1. Табл. 4. Библ. 7 назв.

УДК 553.98 (571.5) +622.276.031.011.43

Коллекторы нефти и газа в верхнем докембрии и нижнем кембрии на юге Сибирской платформы. Чепиков К.Р., Никишин В.И. "Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока". М., "Наука", 1975 г., стр. 16-28.

Рассмотрены некоторые закономерности распространения песчаных и карбонатных коллекторов нефти и газа и экранирующих покрышек в терригенном комплексе и нижней части соленосно-карбонатного комплекса венда - нижнего кембрия Иркутского амфитеатра. Уточнена литолого-стратиграфическая граница иркутской и усольской свит. Установлена преимущественная приуроченность коллекторов к верхним, регрессивным частям малых и средних ритмов, показана гетерогенная природа не повсеместно развитой парфеновской песчаной пачки на границе мотской и иркутской свит. Обоснованы перспективность ярактинских песчаников мотской свиты на южном склоне Непского свода и возможность появления близ вершины последнего песчаных коллекторов в верхах парфеновского ритма иркутской свиты. В качестве возможно карбонатного коллектора на севере Иркутского амфитеатра указана главная подосинская карбонатная пачка в низах усольской свиты.

Илл. 2. Библ. 17 назв.

УДК 549.882:551.732 (571.5) :551.25:552.5

Битуминиты нижнего кембрия Восточной Сибири как возможный показатель стадий катагенеза осадочных пород. Аммосов И.И., Бабашкин Б.Г., Шаркова Л.С. "Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока". М., "Наука", 1975 г., стр. 28-40.

В результате петрографического исследования осадочных пород нижнего кембрия Восточной Сибири в них найдены рассеянные включения твердых органических веществ нефтяной породы. Они названы битуминитами. Под влиянием температуры и давления при погружении осадочных пород изменяются химический состав и петрографические особенности битуминитов. На основе этого намечена возможность определения стадий катагенеза и палеотемператур осадочных пород по петрографическим особенностям битуминитов.

Илл. 2+2 фототабл. Табл. 3. Библ. 4 назв.

УДК 551.263.12/732.2:552.54 (571.53)

О перспективах нефтегазоносности юга Сибирской платформы. Анциферов А.С., Дробот Д.И., Корнев Б.В., Кувыкин Ю.С. "Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока". М., "Наука", 1975 г., стр. 40-47.

Приводятся ориентировочные масштабы нефтегазообразования по различным комплексам нижнекембрийских и вендских отложений (в %), а также новые данные по тектонике и нефтегазоносности Братского вала, Непского свода и других структур Усть-Кутско-Ботуобинской антиклинальной зоны. Указываются первоочередные задачи поисково-разведочных работ в этих районах, а также в Ангаро-Ленском междуречье и в Присяянье. Рекомендуется резко увеличить объемы сейсморазведочных и буровых работ на нефть и газ в данном регионе.

Илл. 1. Библ. 6 назв.

УДК 553.98 (571.5) +551.24 (571.5)

История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Вилюйской синеклизы. Варенцов М.И., Дорошко С.М., Чичмарев В.Г. "Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока". М., "Наука", 1975 г., стр. 47-59.

В статье на основе новых данных геолого-геофизических и буровых работ рассматривается история геолого-тектонического развития Вилюйской синеклизы, являющейся одной из наиболее перспективных областей восточной части Сибирской платформы. Перспективы ее нефтегазоносности связываются с двумя комплексами: верхнепротерозойско-среднепалеозойским и

верхнепалеозойско-мезозойским. Для открытия крупных месторождений нефти и газа на территории Вилуйской синеклизы и сопредельных территориях Приверхоанского краевого прогиба рекомендуется резко увеличить региональные геолого-геофизические исследования и параметрическое бурение.

Илл. 5. Библ. 10 назв.

УДК 551.24 (571.5)

История развития и особенности нефтегазоаккумуляции в солеродном бассейне краевой части Сибирской платформы. Корнев Б.В., Кицис Н.А., Кнепель М.Н., Несмеянова Л.И., Сальман Г.Б. Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока. М., "Наука", 1975 г., стр. 59–63.

Рассмотрена история развития венд-нижнекембрийского солеродного бассейна, выделены впадины с максимальным соленакоплением, служившие областями генерации углеводородов, и разделяющие их поднятия, являющиеся зонами аккумуляции. Установлено, что все известные притоки и залежи нефти и газа в Ангаро-Ленском нефтегазоносном бассейне расположены в полосе, окаймляющей области максимальных мощностей соли. Выделены наиболее перспективные территории в узлах этой полосы с современными положительными структурами.

Илл. 1.

УДК 551.7+553.9/571.5/

Древнейшая формация доманикового типа на востоке Сибирской платформы. Галушко Я.А., Потапов С.В., Неволин Б.С., Гудзенко В.Т. "Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока". М., "Наука", 1975 г., стр. 63–74.

В статье приводятся данные по стратиграфии, литологии, минералогическому составу, физическим свойствам и распределению органического вещества в породах верхнепротерозойской малгинской свиты восточных склонов Алданского щита и Юдомо-Майского прогиба. С этими породами связаны самые древние нефтепроявления из известных на Сибирской платформе.

Илл. 4. Библ. 16 назв.

УДК 553.981/982 (571.64) "313"

К вопросу о перспективах нефтегазоносности Северо-Сахалинских шельфов. Алексейчик С.Н., Корнев Б.В., Тронов Ю.А. "Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока". М., "Наука", 1975 г., стр. 74–84.

В статье обобщены и проанализированы геолого-геофизические материалы по Северо-Сахалинским шельфам, полученные в последние годы. Комплексное обобщение и анализ геолого-геофизических материалов позволяют считать этот район высокоперспективным объектом для поисково-разведочных работ на нефть и газ. Приводится характеристика основных продуктивных горизонтов, приуроченных к нижне- и среднемиоценовым отложениям, и выделены перспективные участки первоочередных поисково-разведочных работ.

Библ. 9 назв.

УДК 552.121:552.5:553.982 (571.642)

Стадии и зоны литификации нефтегазоносных отложений Северного Сахалина. Аммосов И.И., Уткина А.И. "Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока". М., "Наука", 1975 г., стр. 84–90.

На обширном материале исследования осадочных пород неогена Северного Сахалина установлена взаимосвязь между стадиями катагенеза, аутигенными минералами, плотностью и пористостью пород. Выявлены закономерности изменения стадий катагенеза осадочных пород по свитам. Намечена связь стадии катагенеза и палеотемператур с нефтегазоносностью.

Илл. 3. Табл. 1. Библ. 8 назв.

**ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ
И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА**

Утверждено к печати
Институтом геологии и разработки
горючих ископаемых

Редактор издательства *Л.С. Тапельзон*
Художник *Г.Г. Михайчев*
Художественный редактор *Р.А. Чернецов*
Технический редактор *Н.А. Посканная*

Подписано к печати 30/VII-1975 г. Т-10997
Усл.печ.л. 8,4 + 0,7 вкл. Уч.-изд.л. 9,6
Формат 70 x 108¹/₁₆, Бумага офсетная № 1
Тираж 900 экз. Тип. зак. 393
Цена 98 коп.

Книга издана офсетным способом
Издательство "Наука", 103717 ГСП,
Мос.ва, К-62, Подсосенский пер., 21
1-я типография издательства "Наука".
199034, Ленинград, В 34, 9-я линия, 12

98 коп.

1628