

ЗАПАДНОСИБИРСКОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
НОВОСИБИРСКОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ТОМСКОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ГЕОЛОГИИ И ПОЛЕЗНЫМ ИСКОПАЕМЫМ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Выпуск 4

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТОМСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ТОМСК—1969

ЗАПАДНОСИБИРСКОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
НОВОСИБИРСКОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ТОМСКОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ГЕОЛОГИИ И ПОЛЕЗНЫМ ИСКОПАЕМЫМ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Выпуск 4

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТОМСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
Томск — 1969

В настоящем сборнике опубликованы новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, полученные в результате работ геологических организаций, в том числе материалы по нефтегазоносности Томской области, по полиметаллическим месторождениям, по метаморфизму углей Кузбасса, углекислым водам Кузбасса, коргонским поделочным камням, по стратиграфии и палеонтологии Кузбасса и Алтая.

Сборник рассчитан на геологов, научных работников и студентов, а также производственные и плановые организации.

Редакция

Г. А. Селятицкий, (И. А. Иванов, И. М. Мягков,
Т. Н. Пастухова, М. Г. Русанов, Ю. Д. Скобелев,
Л. Д. Староверов, А. Н. Сухарев)

МЕТАМОРФИЗМ И КАЧЕСТВО УГЛЕЙ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ АНЖЕРСКОЙ СИНКЛИНАЛИ

А. З. ЮЗВИЦКИЙ, С. С. АВДЕЕВ

В настоящей статье излагаются результаты специальных исследовательских работ, проводившихся для оценки качества углей глубоких горизонтов Анжерской синклинали, разрабатываемых старейшими шахтами № 5—7 и № 9—15, которые отгружают на металлургические заводы высококачественные угли марки ОС — один из основных компонентов коксовой шихты. В последние годы в результате эксплуатационных и разведочных работ выяснилось, что по мере углубления горизонтов отошенные спекающиеся угли постепенно переходят в тощие. К настоящему времени месторождение выработано до глубины 300—400 м, а нижние эксплуатационные горизонты шахт опустились на глубину 500 м и приблизились к нижней границе распространения углей марки ОС. Для уточнения марочных границ и технологических свойств углей глубоких горизонтов Анжерской синклинали трестом «Кузбассуглегеология» и ВУХИНОм были выполнены специальные работы с применением глубокого бурения, опробованием горных выработок и большими объемами петрографических и химико-технологических исследований. При обобщении использованы также материалы ОТК шахт и результаты специальных исследований ряда авторов (2, 3, 4, 5, 6). Произведенными исследованиями уточнены представления о закономерностях изменения степени метаморфизма и качества углей Анжерского района и разрешены некоторые методические вопросы, связанные с прогнозом технологических свойств углей на глубокие горизонты действующих шахт.

Анжерская синклиналь расположена в северной части Анжерского угленосного района, занимающего северо-восточную окраину Кузнецкого бассейна (рис. 1). Угленосная толща месторождения относится к нижнебалахонской свите Кузбасса, которая делится в Анжерском районе по рабочей угленосности на челинскую, центральную и алчедатскую толщи. Промышленно угленосной является центральная толща, содержащая 7 пластов угля (снизу): Коксовый, Случайный, Тонкий, Петровский, Двойной, Андреевский и Десятый, мощность которых 1,5—3,5 м. Все пласты, за исключением Случайного, разрабатываются шахтами. Челинская и алчедатская толщи содержат непромышленные маломощные или невыдержанные пласты угля. В структурном отношении месторождение представляет сложную синклинальную складку, погружающуюся в северо-западном направлении и срезанную на западе крупным региональным разломом — Томским надвигом (рис. 1). В плане структура четко очерчивается выходами нижних пластов центральной

толщи и характеризуется неправильной полуовальной формой. В поперечном разрезе синклиналь асимметрична: ее западное крыло на значительных отрезках имеет крутое, местами опрокинутое залегание; восточное крыло несколько положе и залегает под углами $30-40^\circ$ с постепенным выкручиванием к северу. Анжерская синклиналь осложнена допол-

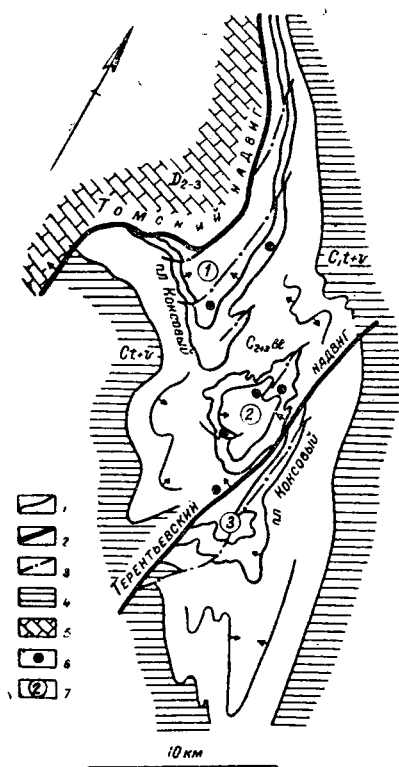


Рис. 1. Схема основных тектонических структур Анжерского угленосного района

1 — пласты угля; 2 — основные разломы; 3 — тектонические разрывы; 4 — морской нижний карбон; 5 — средний и верхний девон; 6 — шахты; 7 — основные структуры (1 — Анжерская синклиналь; 2 — Андреевская синклиналь; 3 — Козлинская синклиналь)

нительными складками и нарушена значительным количеством разрывов. Образование этих структурных форм связано с тангенциальным давлением со стороны Томского разлома. Надвиг девонских известняков на угленосную формацию имеет характер шарьяжа со стратиграфической амплитудой не менее 5000 м; ширина погребенной угленосной полосы достигает 8 км (7). Основным видом разрывных структур Анжерской синклинали являются согласные взбросы и надвиги, расчленяющие угленосную толщу на тектонические блоки и чешуи, последовательно надвинутые друг на друга (рис. 2). Амплитуда смещения пластов по надвигам изменяется от 20 до 100 м, а по наиболее крупным разрывам (А, 11) достигает 400 м. Крупные разрывные нарушения сопровождаются

напряженной мелкой складчатостью, широкими зонами мелких разрывов и тектоническими брекчиями. В пластах угля широко развиты полосные подвижки, трещиноватость, тектонические раздувы и пережимы.

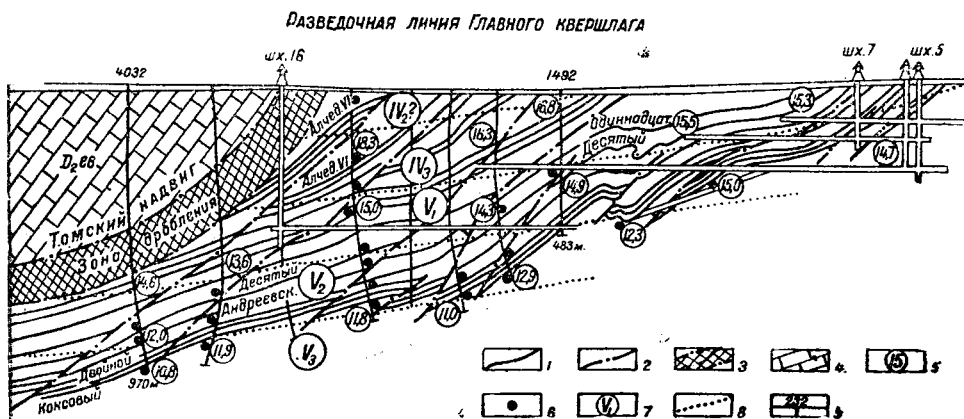


Рис. 2. Схема расположения зон метаморфизма в Анжерской синклинали в разрезе по разведочной линии Главного квершлага шахты № 5—7.
— пласты угля; 2 — надвиги; 3 — зона дробления; 4 — известняки лебедянской свиты среднего девона; 5 — выход летучих веществ V^r , %; 6 — замеры отражательной способности витринита; 7 — стадии метаморфизма; 8 — граница зон метаморфизма; 9 — буровые скважины

Качество углей Анжерской синклинали детально изучено за многолетний период их эксплуатации. Промышленные пласты месторождения характеризуются низкой зольностью (8—12%), малым содержанием серы и фосфора и высокой калорийностью углей (8600 ккал). Эти свойства углей не изменяются существенно и на глубоких горизонтах месторождения. Наиболее значительные изменения с глубиной испытывают технологические свойства: уменьшается выход летучих веществ, ухудшается и постепенно исчезает спекаемость углей. Характер изменения их качественных параметров зависит от петрографического состава углей и степени их метаморфизма.

Петрографический состав углей

Все пласты сложены гумусовыми углями и характеризуются полосатым строением за счет чередования блестящих, полублестящих, полуматовых и матовых разностей. Петрографический состав пластов близок, однако каждому пласту свойственны некоторые химико-петрографические особенности (табл. 1). Лучшими по петрографическому составу являются пласты Андреевский и Двойной, которые обогащены полублестящими разностями и содержат около 50% легкоплавких компонентов группы витринита. Угли пластов Петровского и Тонкого слагаются преимущественно полуматовыми и матовыми разностями, витринита этих пластов не более 45% и, соответственно возрастает роль отошающих компонентов группы фюзинита, достигающих 32%. Пласты Коксовый и Десятый характеризуются промежуточными свойствами, причем пласт Десятый по мощности и петрографическому составу непостоянен.

Характерной особенностью микросостава анжерских углей является высокая степень их первичного окисления, выраженная значительным содержанием в углях компонентов группы семивитринита. По данным подсчета микрокомпонентов (табл. 1) содержание семивитринита в каж-

дом пласте изменяется в значительных пределах — от 20 до 30% в пересчете на «чистый уголь». Эти колебания объясняются местными изменениями петрографического состава угольных пластов, а также трудностями диагностики микрокомпонентов переходной группы семивитринита. Поэтому за показатель выдержанности вещественного состава

Таблица 1

Среднее содержание микрокомпонентов в углях Анжерской синклинали в % (в пересчете на «чистый уголь»)

Пласты	Пробы из горных выработок			Керновые пробы		
	Vt	Sv	F	Vt	Sv	F
Десятый	43	27	30	41	30	29
Андреевский	51	22	27	48	25	27
Двойной	51	25	24	51	24	25
Петровский	44	24	32	41	28	31
Тонкий	43	25	32	42	28	30
Коксовый	47	24	23	47	25	28

пластов принято содержание фюзинита в «чистом угле». Подсчеты показали, что содержание фюзинита в каждом пласте изменяется на площади в незначительных пределах и, как правило, не превышает точности подсчета и микрокомпонентов, т. е. 3—5% (табл. 2).

Таблица 2

Содержание фюзинита в «чистом угле» в % для отдельных участков Анжерской синклинали, показывающее выдержанность вещественного состава угольных пластов

Пласты	Пробы из горных выработок				Керновые пробы			
	6 разв. линия	гл. кварц-шлаг шахты 5—7	XIII разв. линия	4 разв. линия	6 разв. линия	гл. кварц-шлаг шахты 5—7	XIII разв. линия	4 разв. линия
Десятый	28	30	30	31	29	32	28	29
Андреевский	27	27	28	26	30	26	24	27
Двойной	30	27	28	—	28	31	27	—
Петровский	30	30	28	29	32	32	28	28
Тонкий	28	28	29	31	25	25	30	30
Коксовый	26	30	31	30	25	28	29	29

Минеральные примеси в углях Анжерской синклинали содержатся в количестве от 8 до 12% и представлены в основном глинистыми минералами и кварцем с небольшим участием карбонатов и незначительным содержанием пирита.

Таким образом, петрографический состав рабочих пластов Анжерской синклинали близок и сравнительно выдержан на площади. Главным фактором, влияющим на изменение спекающих свойств углей, является степень их метаморфизма.

Метаморфизм углей

В качестве главных показателей метаморфизма углей Анжерской синклинали принят выход летучих веществ на горючую массу (V^r , %) и отражательная способность витринита, определяемая согласно ГОСТу 9414-60 г.

Основные трудности использования показателя V^r для оценки степени метаморфизма вызваны тем, что угольные пласты Анжерской синклинали сложены неоднородными петрографическими типами, характеризующимися различным выходом летучих веществ при одной и той же степени метаморфизма. Поэтому выход летучих веществ зависит от изменений петрографического состава угольных пластов в стратиграфическом разрезе и их фациальной изменчивости на площади. Однако опыт работ в районе показал, что при высокой представительности проб и в комплексе с петрографическими методами можно пользоваться этим показателем. При этом нет необходимости вводить поправки на петрографический состав, как это предложено В. И. Скоком (5), так как содержание основных групп микрокомпонентов в углях нижебалахонской свиты мало изменяется в стратиграфическом разрезе и для устойчивых пластов угля хорошо выдерживается на площади. Влияние зольности на выходе летучих веществ существенно не сказывается, ввиду ее низкого содержания.

Зональное распределение различных групп метаморфизма в угленосной толще Анжерской синклинали показано на плане и вертикальных разрезах, построенных на основе показателей выхода летучих веществ и отражательной способности (рис. 2, 3). Поверхности изометаморфизма следуют за общей конфигурацией Анжерской синклинали и погружаются в направлении господствующего падения пластов, но углы наклона их к горизонту меньше углов падения пород. Степень метаморфизма углей Анжерской синклинали возрастает стратиграфически от верхних пластов к нижним и с увеличением глубины залегания пластов.

Наблюдаемое положение зон метаморфизма является результатом длительного и сложного процесса метаморфизации углей, протекавшего в тесной связи с развитием тектонических структур Северо-Восточного Кузбасса. Начало процессов метаморфизма относится к конседиментационному этапу развития Анжерской синклинали, затем они усилились в ходе ее дальнейшего прогибания на фоне общего опускания дна бассейна, имевшего наклон к северо-западу. В поздней перми и в мезозое образовался Томский надвиг, по которому породы Колывань-Томской складчатой зоны надвинулись в виде шарьяжа на угленосные отложения Кузнецкого прогиба. В подстилающих породах угленосного комплекса образовалось значительное количество чешуйчатых надвигов и асимметричных складок с падением осевой плоскости на запад. После образования надвиговых структур угленосные отложения были перекрыты мощной толщей Томского шарьяжа, погрузились в геотермически высокие зоны земной коры и были дополнительно метаморфизованы. Поэтому зоны метаморфизма в Анжерской синклинали пересекают дополнительные складки и сместители надвигов, и метаморфизм одноименных пластов висячем крыле меньше, чем в лежащем.

Наиболее четко эта закономерность прослежена по крупным надвигам II и А. По крупному надвигу II на поле шахты № 5—7, амплитуда которого достигает 350 м, висячем крыле разрыва пласты центральной толщи имеют выход летучих веществ примерно на 2% больше, чем одноименные пласты лежащего крыла. В поднятом крыле угли относятся к отощенным спекающимся, а в опущенном переходят в тощие энергетические. Аналогичная картина наблюдается по крупному надвигу А на

поле шахты № 9—15. Поскольку надвиги 11, А и другие часто переходят в складки и флексуры, можно предполагать, что в любой дополнительной складке Анжерской синклинали метаморфизм каждого пласта изменится в соответствии с его гипсометрией, уменьшаясь на антиклиналях и возрастая в синклиналиях. Вертикальные градиенты метаморфизма, вычисленные по разнице в выходе летучих веществ из одноименных пластов висячего и лежащего крыла надвигов 11 и А, близки к вертикальному градиенту в ненарушенных крыльях Анжерской синклинали и составляют 0,6—0,7% на 100 м. Близость величин вертикальных градиентов, наблюдаемых в основной складке и осложняющих ее надвигах, свидетельствует о древнем возрасте этих нарушений.

Изгиб поверхностей равного метаморфизма до современного наклона к горизонту (рис. 2), по-видимому, связан с выкручиванием крыльев Анжерской синклинали в завершающие фазы тангенциального сжатия со стороны Кольвань-Томской складчатой зоны. Вместе с пластами выкручивались сместители надвигов и сминалась в складки плоскость Томского разлома. Наиболее значительные перестройки складчатой структуры испытало западное крыло Анжерской синклинали. На рис. 2 видно, что на западном крыле Анжерской синклинали поверхности равного метаморфизма смещены на более высокие гипсометрические уровни, чем на восточном крыле складки. Наиболее высоким метаморфизмом (на одном и том же горизонте) характеризуется восточная часть западного крыла между надвигами Q и А. Сопоставление плана зон метаморфизма с характером изменения мощности угленосных отложений показывает, что этот участок тяготеет к осевой зоне Анжерского конседиментационного прогиба, поэтому он испытал более значительный метаморфизм в ранние этапы развития Анжерской синклинали.

В противоположность западному крылу Анжерской синклинали восточное крыло этой структуры на всех этапах своего развития имело падение на запад. Поэтому пласты угля и зоны равного метаморфизма здесь простираются в субмеридиональном направлении, имея наклон к западу, а поверхности метаморфизма здесь залегают несколько глубже, чем на западном крыле.

Как видно, тектоническая структура Анжерской синклинали состоит из разновозрастных элементов, и распределение групп метаморфизма отражает процесс ее тектонического развития. Поэтому оказалось необходимым увязать данные по метаморфизму углей с морфологией и историей развития тектонических структур и затем использовать полученные выводы для прогноза распространения групп метаморфизма и марок углей на глубоких горизонтах.

Марочный состав углей

Для прогноза технологических свойств углей глубоких горизонтов Анжерской синклинали использованы выход летучих и спекаемость углей в пробах из скважин и горных выработок, а также результаты полузаводского коксования. Средние показатели качества углей по маркам и глубине залегания пластов приведены в таблице 3. Эти данные показывают, что изменение химико-технологических свойств каждого пласта зависит главным образом от глубины его залегания в структуре Анжерской синклинали. В соответствии с повышением метаморфизма выход летучих и спекаемость закономерно уменьшаются по мере погружения пластов, однако по данным теханализов и полузаводского коксования до глубины 500 м угли основных промышленных пластов не выходят за пределы марки ОС.

Средние показатели качества углей Анжерской свиндлинали по маркам и глубине залегания

	Глубина залегания переходной зоны ОС—Т в м от поверхности		Показатели качества	До гор. 300 м (отработано)	От гор. 300 м до нижней границы углей марки ОС	Переходн. зона неустойчивой спекаемости ОС—Т	Глубокие горизонты, марка Т
	550—650	450—550					
Десятый	550—650	450—550	V _г , % У, мм кокс. остаток	14,8 намеч. г, д	14,0 намеч. г	13,0 О—намеч. в—г	12,5 О б, в
Андреевский	600—750	550—700	V _г , % У, мм кокс. остаток	14,4 намеч. г, д	14,0 намеч. г, д	13,4 О—намеч. в, г	12,4 О а, б, в
Двойной	550 650	нерабочий	V _г , % У, мм кокс. остаток	14,4 6 г	13,7 намеч. г	13,2 О в, г	12,3 О а, б, в
Петровский	500—600	450—550	V _г , % У, мм кокс. остаток	13,7 О—намеч. г	13,3 О—намеч. г	12,8 О в, г	12,0 О а, б, в
Тонкий	500—600	450—550	V _г , % У, мм кокс. остаток	14,4 намеч. г	13,4 О—намеч. г	13,2 О в, г	12,7 О а, б, в
Коксовый	550—670	500—620	V _г , % У, мм кокс. остаток	14,5 намеч. г, д	13,8 намеч. г	13,0 О—намеч. в, г	12,0 О а, б, в

Характер коксового остатка: а — порошкообразный; б — слипшийся; в — слабо слипшийся; г — спекшийся; д — спекшийся плотный.

ходной зоны, можно предполагать, что в этом случае придется снизить процент отошающих добавок, компенсируя их дефицитными жирными углями.

Резюмируя все изложенное, можно сделать вывод, что определение степени метаморфизма угля является основой прогноза технологических свойств его. При этом должны использоваться все установленные в угольных бассейнах закономерности и, в частности, величины градиентов метаморфизма (1, 5). Анализ данных по метаморфизму необходимо проводить одновременно с анализом мощности отложений, тектонической структуры, геотермических и прочих данных, синтез которых дает представление об условиях формирования угольного месторождения и позволяет объяснить существующее отклонение от общих закономерностей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Левенштейн М. Л. Закономерности метаморфизма углей Донецкого бассейна. Автореф. канд. дисс. Киев, 1966.
 2. Мокринский В. В. Строение и качество угольных пластов Анжеро-Судженского месторождения Кузнецкого бассейна. Труды ЦНИГРИ, вып. 72, 1936.
 3. Пельдяков И. С. Изменение степени метаморфизма и качества углей Кузбасса с глубиной разработки. Геология углей Сибири и Дальнего Востока. Новосибирск, 1965.
 4. Протопопова П. В. Карта прогноза качества углей Кузнецкого бассейна. Вып. 4, Анжеро-Судженский район, М., 1957.
 5. Скск В. И. Тектоника и глубинный метаморфизм угля в Кузнецком бассейне. Сов. геология, № 5, 1963.
 6. Соколов В. З. О свойствах тощих углей Анжерского района Кузнецкого бассейна. Кокс и химия, № 12, 1957.
 7. Юзвицкий А. З. Томский надвиг в Кузбассе. Сов. геология, № 6, 1966.
-

НОВЫЕ ДАННЫЕ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Н. Г. РОЖОК, Н. П. ЗАПИВАЛОВ, Е. М. ЗУБАРЕВ, В. П. КРАСНОВА,
В. А. МИНЬКО, Ю. К. МИРОНОВ, Б. Н. ПЬЯНКОВ, Г. М. ТАРУЦ

На территории Томской области Новосибирским геологическим управлением выполнены большие объемы геолого-геофизических исследований, направленных на поиски нефтяных и газовых месторождений.

Нефтепоисковые работы охватывали все виды геологических поисков от геоморфологических и региональных геофизических до детальной разведки месторождения нефти и газа.

В результате проведенных работ выявлена новая Васюганская нефтегазоносная область (12). В ее пределах в осадочном комплексе мезокайнозойских отложений выделено 8 крупных положительных структур первого порядка типа сводов и мегавалов и 7 отрицательных структур типа впадин и мегапрогибов.

В пределах указанных структур первого порядка выявлено более 15 положительных структур второго порядка (валы, куполовидные поднятия), осложненных локальными структурами. К последним непосредственно приурочены нефтяные и газовые месторождения.

На территории Томской области до конца 1968 г. геофизическими исследованиями выявлено 118 локальных структур, из них 109 детально подготовлены под глубокое бурение.

На 26 из них уже открыты промышленные месторождения нефти и газа.

Успешное проведение поисково-разведочных работ в этих районах обеспечило подготовку промышленных запасов нефти и газа в объемах, достаточных для создания крупной базы нефтегазодобычи на юго-востоке Западной Сибири. Из 26 месторождений, открытых в Томской области, 19 нефтяных, 5 газоконденсатных и 2 газонефтяных.

Промышленная газоносность описываемой территории связана с юрскими и меловыми отложениями, в разрезе которых по промыслово-геофизическим данным и керну выделяется 21 нефтегазоносный пласт. Промышленная ценность 17 из них (пласты М. Ю-II, Ю-I, Б-XVI-XX, Б-X, Б-VIII, Б-IV-V, Б-II-III, Б-I, А-XII, А-XI, А-X, А-IV, А-I, ПК-XI, ПК-XV, ПК-XVI-XVII) доказана на открытых месторождениях. Нефтяные залежи приурочены, в основном, к юрским отложениям, и на 4 месторождениях залежи нефти открыты в меловых отложениях. Однако основные запасы нефти на описываемой территории сосредоточены в меловых отложениях (90%) и лишь 10% запасов по категориям А + В + С₁ находятся в юрских пластах.

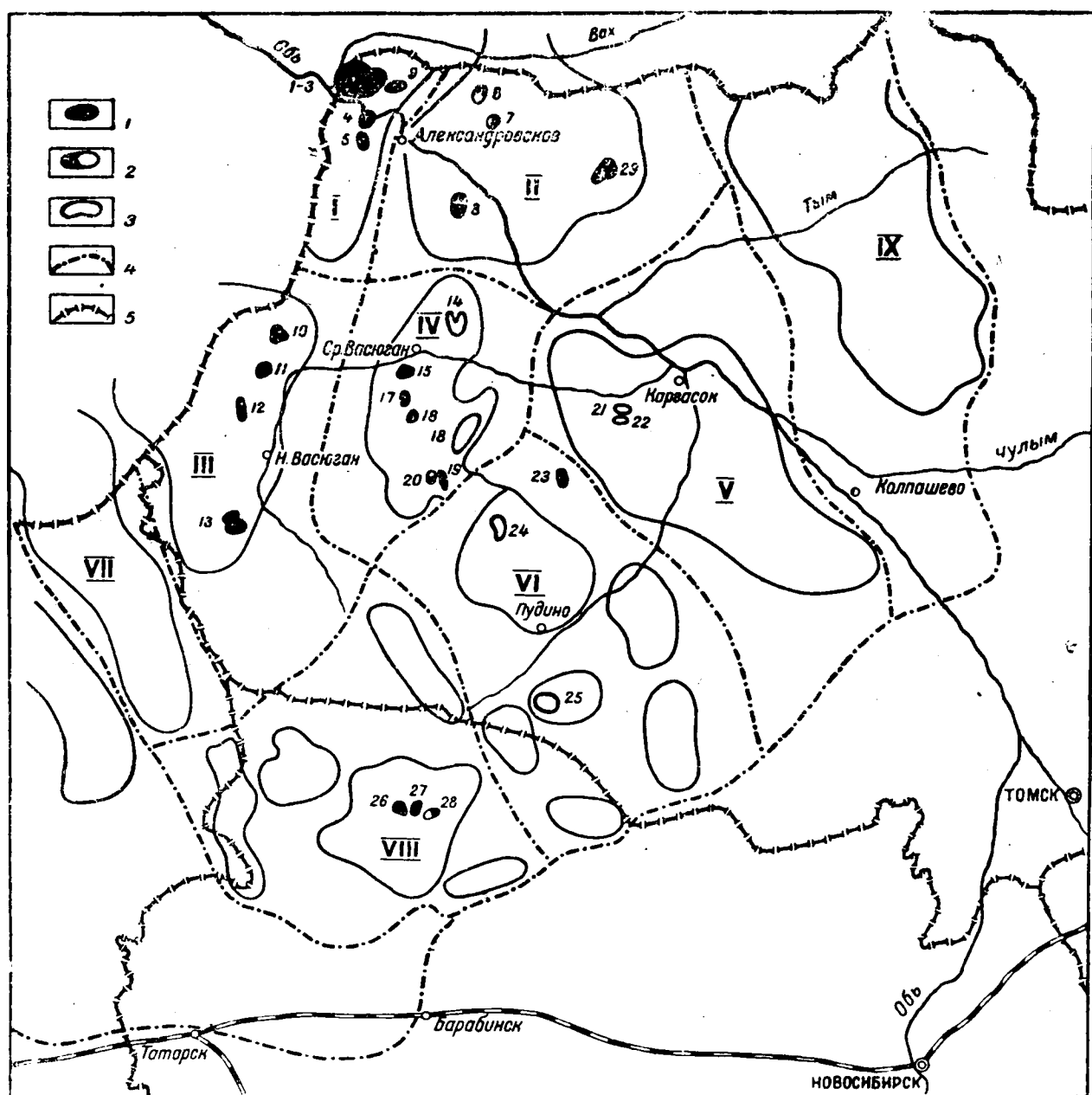


Рис. 1. Обзорная карта Васюганской нефтегазоносной области.
 Месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газонефтяные, 3 — газоконденсатные,
 4 — граница нефтегазоносных районов, 5 — межобластная граница.
 Месторождения: 1 — Советское, 2 — Соснинское, 3 — Медведевское, 4 —
 Малореченское, 5 — Аленкинское, 6 — Северное, 7 — Чебачье, 8 — Полу-
 денное, 9 — Стрежевое, 10 — Олень, 11 — Катыльгинское, 12 — Лонтын-
 яхское, 13 — Моисеевское, 14 — Северовасюганское, 15 — Средневасюган-
 ское, 16 — Средненюрольское, 17 — Ключевское, 18 — Мыльджинское,
 19 — Южномыльджинское, 20 — Верхнесалатское, 21 — Усть-Сильгинское,
 22 — Среднесильгинское, 23 — Соболиное, 24 — Лугинецкое, 25 — Казан-
 ское, 26 — Межевское, 27 — Восточноежевское, 28 — Веселовское,
 29 — Вартовское.
 Нефтегазоносные районы: I — Ларь-Еганский, II — Александровский,
 III — Нововасюганский, IV — Средневасюганский, V — Сильгинский,
 VI — Пудинский, VII — Верхнедемьянский (предполагаемый), VIII — Ме-
 жовский, IX — Пайдугинский (предполагаемый)

Газоконденсатные месторождения в основном приурочены к юрским отложениям (за исключением Мыльджинского месторождения, где имеются газовые залежи и в меловых отложениях). Общие запасы свободного газа в юрских пластах составляли (на I/VII—1968 г. 185 млрд. м³ (93%), а в меловых — 13 млрд. м³ (7%). Запасы отдельных месторождений газа в юрских отложениях колеблются от 8,4 млрд. м³ до 78 млрд. м³. Залежи нефти и газа открыты на глубинах 1650—2200 м в меловых отложениях и 2300—2700 м в юрских отложениях.

Учитывая структурное положение, литолого-фациальные условия формирования продуктивных толщ, а также закономерности распределения залежей нефти и газа, на территории области выделено шесть нефтегазоносных районов: Ларь-Еганский, Александровский, Нововасюганский, Средневасюганский, Сильгинский и Пудинский (рис. 1).

Ниже приводятся новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности отдельных наиболее крупных месторождений, полученные в результате их разведки в 1967—1968 гг.

1. Советское нефтяное месторождение (рис. 2) расположено в северной части области в Александровском районе. Оно охватывает Соснинскую, Советскую и Медведевскую локальные структуры (6).

В геологическом строении Советского месторождения принимают участие мезозойские и палеозойские отложения.

Соснинское, Советское и Медведевское поднятия по подошве верхнеюрских отложений в тектоническом отношении представляют собой брахиантиклинальные складки северо-западного простирания. Размеры их соответственно 25×11, 25×9 и 22×10 км с амплитудами 80, 30 и 70 м. Углы падения крыльев достигают 2°. По вышележащим горизонтам эти поднятия четко не выделяются, а по кровле готерив-баррема они представляют одно поднятие северо-западного простирания размерами 36×19 км с амплитудой 50 м.

Промышленная нефтеносность установлена в нижне-среднеюрских отложениях (пласты М, Ю-II), верхнеюрских (Ю-I), а также нижнемеловых (Б-VIII, Б-III-II, Б-I, А-XII, А-XI, А-X и А-I).

Пласт М залегает в подошве отложений осадочного чехла на глубинах 2696—2733 м и включает песчаники тюменской свиты и разрыхленные разности выветрелой части пород фундамента. Эти отложения фациально неустойчивы, а потому мощность пласта М изменяется от 0 до 17,6 м. Эффективная мощность достигает 14,6 м. Промышленная нефтеносность подтверждена скважиной № 6, при испытании которой получен фонтан нефти с дебитом 88,2 м³/сутки на 8-миллиметровом штуцере при небольшом (1,8 м³/сутки) количестве воды. Положение ВНК определено условно на отметке — 2675 м. Этаж нефтеносности 17,4 м. Залежь прослеживается только на Медведевском поднятии.

Пласт Ю-II прослеживается в кровле отложений тюменской свиты на глубине 2521—2536 м. Сложен песчаником, содержащим прослой аргиллито-глинистых разностей. Мощность пласта от 3,2 до 14 м. Эффективная мощность составляет 1,2—8 м и нефтенасыщенная 4,8 м. Коллекторские свойства пласта не изучены. При испытании скважины № 7 из пласта получено 2,3 м³/сутки нефти и 0,8 м³/сутки воды при динамическом уровне 710 м. Положение ВНК условно определено на отметке — 2482 м. Залежь нефти, связанная с пластом Ю-II, имеется только на Медведевском поднятии.

Пласт Ю-I расположен на 70 м гипсометрически выше пласта Ю-II. Приурочен к отложениям верхней юры и включает песчаники васюганской свиты. Пласт вскрыт на глубинах 2401—2518 м при мощности 25—53 м. Эффективная мощность пласта 13,2—33 м, нефтенасыщенная 4 м. Открытая пористость песчаников 18%, проницаемость 37—369 мил-

лидарси. При испытании пласта Ю-I получена нефть с дебитом 47 м³/сутки. Положение ВНК проводится на отметке 2410 м. Залежь массивная. Этаж нефтеносности 10 м. Залежь отмечена только на Медведевском поднятии.

Пласт Б-VIII приурочен к кровле отложений куломзинской свиты валанжина. От нижележащего пласта Ю-I отделяется 260—300-метровой толщей аргиллито-глинистых пород. Сложен песчаником, содержа-

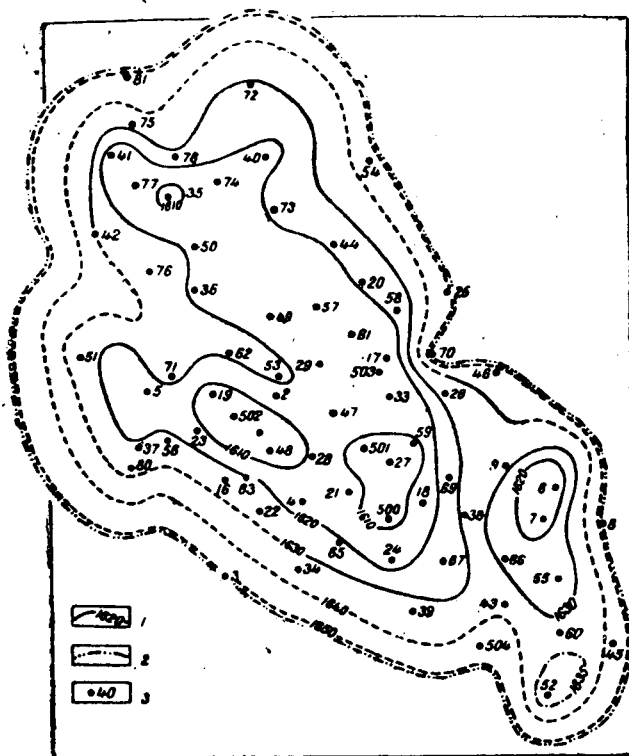


Рис. 2. Структурная карта Советского нефтяного месторождения по кровле пласта А-I
1 — изогипсы кровли пласта А-I; 2 — контур нефтеносности; 3 — пробуренные скважины

щим тонкие прослои алевролита и аргиллита. Пласт Б-VIII выдержан по мощности и литологии. Прослеживается повсеместно на территории месторождения и за его пределами. Пласт промышленно нефтеносный на Соснинской и Советской группах поднятий. На юго-западном крыле Соснинской структуры в пределах осложняющего его поднятия к пласту Б-VIII приурочена небольшая залежь нефти, имеющая свой водонефтяной контакт (ВНК). Пласт Б-VIII залегает на глубинах 2129—2216 м. Общая мощность его от 4,8 до 31,2 м. Эффективная 4,8—21,6 м, нефтенасыщенная 3,1—11,2 м. Коллекторские свойства пород высокие. Открытая пористость 19,5—27,7% при проницаемости, достигающей 5054 миллидарси. При испытании пласта Б-VIII получены фонтаны нефти с дебитом 49,5—195 м³/сутки через 8-миллиметровый штуцер при депрессиях 9—16,5 атм. Положение ВНК определено по БКЗ на отметках 2125—2127 м. Этаж нефтеносности 42 м. У обособленной залежи в юго-

западной части контакт вода — нефть определен на отметке — 2139 м. Залежь пласта Б-VIII по типу пластовая сводовая.

Пласты Б-II + III и Б-I приурочены к кровле отложений тарской свиты готерив-баррема. Характерным для этого комплекса песчаных отложений является то, что они не имеют надежного глинистого перекрытия. Пласты Б-II + III и Б-I выделены и изучены в скважине № 35, пробуренной в северо-западной части структуры, на остальной части площади не выдерживаются по мощности и плохо коррелируются между собой. Вскрыты пласты Б-II + III и Б-I соответственно на глубинах 2016—2085 и 2002—2070 м при мощности соответственно 14 и 18,4 м. Эффективная мощность их равна 11,2 м; 14,8 м. При испытании пласта Б-II + III дебит нефти составил 87,2 м³/сутки при дебите воды 130,8 м³/сутки. При испытании интервала залегания песчаного пласта Б-I получена пластовая вода с пленкой нефти. Однако при простреле перекрывающих пласт Б-I пород, сложенных часто переслаивающимися песчано-алевролитом-аргиллитовыми разностями, дебит нефти составил 111 м³/сутки (на 8-миллиметровом штуцере) при депрессии 35 атм. Предполагается, что из-за недостаточно герметичной изоляции затрубья полученный фонтан нефти следует пока относить за счет работы пласта Б-I.

Пласт А-XII^a, изученный в 1968 г., приурочен к нижней части вартовской свиты готерив-баррема. Вскрыт на глубинах 1967—2048 м. Литологически сильно изменчив, хорошо выражен только в пределах северо-западной части месторождения. Общая мощность его изменяется от 5,2 до 25,2 м. Эффективная мощность пласта 6,8—11,2 м, нефтенасыщенная 0,4—8 м. Залежь изучена скважинами №№ 35, 41 и 74. Промышленная нефтеносность установлена при испытании скважин № 35 и № 41, из которых при испытании получены притоки нефти дебитом от 37,6 до 111 м³/сутки на 8-миллиметровом штуцере. В скважине № 41 вместе с нефтью поступала водонефтяная эмульсия до 6,6 м³/сутки. ВНК для залежи принят на отметке — 1973 м. Этаж нефтеносности составляет 21,7 м. Залежь пластовая сводовая.

Пласт А-XI прослеживается в нижней части разреза вартовской свиты. Залегаёт на 70 м гипсометрически выше пласта Б-I. Вскрыт на глубинах 1925—2011 м при мощности 12,8—26 м. Эффективная мощность 10,6 м, нефтенасыщенная 7,6 м. Пласт представлен песчаником с прослоями алевролитоглинистых пород. Литологически изменчив и повсеместного распространения не имеет. При испытании пласта в скважине № 17 получены нефть и вода. Дебит нефти 1,9 м³/сутки на 8-миллиметровом штуцере и дебит воды 60 м³/сутки.

Пласт А-X приурочен к средней части вартовской свиты. Залегаёт на глубинах 1892—1947 м. Сложен песчаником. Фациально невыдержан и не имеет повсеместного распространения. Мощность пласта изменяется от 10 до 18,8 м. Эффективная мощность 11,6—16,8 м и нефтенасыщенная 11,6 м. При испытании пласта А-X в скважине № 17 получен фонтан нефти с дебитом 140,5 м³/сутки на 8-миллиметровом штуцере. Положение ВНК не изучено, условно принято на отметке 1869 м. Этаж нефтеносности 10 м. Залежь нефти установлена на Советском поднятии. Тип залежи — литологический.

Пласт А-IV прослеживается в верхней части вартовской свиты. Вскрыт скважинами на глубинах 1739—1778 м. Сложен песчаником с прослоями алевролитов и глин. Прослеживается неповсеместно. Неустойчив по мощности и литологии. В скважине № 4 при испытании этого пласта получена нефтяная эмульсия с дебитом 22 м³/сутки при дебите воды 47 м³/сутки через 8-миллиметровый штуцер.

Пласт А-I расположен в кровле вартовской свиты. Представлен частым чередованием песчаных и алевролито-глинистых пород. Прослеживается повсеместно на территории месторождения и имеет широкое распространение за его пределами. Вскрыт на глубинах 1646—1698 м при мощности 26—44,8 м. Эффективная мощность 12—34,4 м, нефтенасыщенная 2,8—33,2 м. Коллекторские свойства пласта характеризуются открытой пористостью от 17,8 до 30,3% при проницаемости от 1,2 до 4439 миллидарси. Дебиты нефти из пласта А-I составляют 10—115,2 м³/сутки (на 8-миллиметровом штуцере) при депрессиях 3,9—27 ата. Залежь нефти является единой и охватывает Соснинско-Советско-Медведевскую структуру с водо-нефтяным контактом, проходящим на отметках — 1650—1652 м. Этаж нефтеносности — 50 м. Залежь пластовая сводовая, по своему строению близкая к массивной.

Из перечисленных промышленно-продуктивными на Советском месторождении являются пласты М, Ю-I, Б-VIII, А-X, А-I, основными — Б-VIII и А-I. По ним проводится пробная эксплуатация. Нефть всех продуктивных пластов месторождения практически идентична по составу. Исключением является нефть, полученная в самой нижней части разреза (М, Ю-II), которая отмечается повышенным содержанием парафина (табл. 1).

2. Малореченское месторождение нефти, расположенное в северной части Ларь-Еганского вала, по данным бурения представляет собой брахиантиклинальную складку почти меридионального простирания размером 8,5×5 км по замыкающей изогипсе 2420 м. Амплитуда 50 м. Промышленно нефтеносным является пласт Ю-I, вскрытый на глубинах 2437—2496 м.

Общая мощность его составляет 35—43 м. По керну пласт представлен чередованием светло- и темно-серых средне- и крепкосцементированных средне- и мелкозернистых нефтенасыщенных песчаников, серых алевролитов и аргиллитов. По промыслово-геофизическим исследованиям пласт Ю-I проницаемый неоднородный с содержанием плотных пропластков нефтенасыщенный. Эффективная мощность пласта 18,8—24 м, нефтенасыщенная 0,9—18,8 м. Коллекторские свойства пласта хорошие. Открытая пористость 17—24,6%, проницаемость 4,7—1730,7 миллидарси. При опробовании пласта в скважинах №№ 117, 120, 122 получены промышленные притоки нефти дебитом 87—146 м³/сутки на 8-миллиметровом штуцере при депрессии 36—47 ата. Нефть малосернистая удельного веса 0,8622 г/см³. Вязкость при 20° 18,9 сст, при 50° 6,9 сст. Содержание парафина 2,8%, серы 0,3—0,6%, силикагелиевых смол 4,5—8,2%. Фракционный состав выкипает при температуре 100° — 19%, 150° — 3—18%, 200° — 15—28%, 300° — 36—44%. Положение ВНК по данным испытания и керна определено на отметке 2418 м. Залежь нефти представляется массивной. Этаж нефтеносности 38 м.

3. Северное месторождение расположено в 50 км к северо-востоку от с. Александрово. В тектоническом отношении приурочено к северной части Кривоуцкого вала, выделяемого в центральной части Александровского свода. Геологическое строение месторождения сложное (5). Северная часть его (Охтеурьевская площадь) изучалась Тюменским геологическим управлением. Северная структура представляет собой антиклинальную складку северо-северо-восточного простирания, осложненную двумя куполами, северным и южным, между которыми фиксируется дизъюнктивное нарушение. По замыкающей изогипсе — 2150 м структура имеет размеры 15×7 км, амплитуду 140 м. На площади структуры пробурено 11 скважин, из них в северной части (Тюменская область) пробурено 7 скважин (№№ 102, 103, 104, 105, 106, 107 и 205) и в южной части — 4 скважины (№№ 201, 202, 203, 204). В северной части все скважины, за исключением № 205, оказались удаленными от свода купола.

Таблица I

Характеристика нефтей в пластах Советского месторождения

Пласт	Уд. вес	Вязкость, сст		Содержание, %				Фракционный состав, %			
		при 20°	при 50°	парафина	серы	селика-гелиев. смол		100°	150°	200°	300°
М	0,84	—	—	19,5	Следы	3,22		2,4	12,0	21,1	35,6
Ю-II	0,83	—	12,6	20,2	0,12	3,26		0,2	6,3	12,1	28,1
Ю-I	0,85	9,1	4,4	3,7	1,0	—		2,5	12,9	21,5	40,3
Б-VIII	0,85	6,3	3,2	3,3	0,9	3,6—9,2		3	15,2	25,4	45,5
Б-II+III	0,85	9,2	4,1	2,9	0,7	—		—	12	27,5	48
Б-I	—	—	—	—	—	—		—	—	—	—
А-XI	0,86	7	5,4	1,6	0,7	9,0		3,4	14,4	23,4	38,0
А-X	0,85	9,4	6,2	—	0,7	—		4,0	15,9	24,5	42,1
А-IV	0,86	10,2	4,7	—	1,0	—		—	12,9	22,5	39,5
А-I	0,85	13,2	5,1	2,6	0,8	4,8—11,8		3,5	16,5	27	49

В пределах южного купола открыто две залежи нефти, приуроченные к пластам Б-Х и Б-VIII. Скважиной № 205, пробуренной в своде северного купола, открыто три залежи газа в пластах ПК-XVII-XVI, ПК-XV, ПК-XI. Кроме того, по данным керна и промыслово-геофизических исследований на месторождении выделяется еще 17 перспективных пластов (Б-IX, Б-VI, Б-V, Б-III, Б-I-II, А-XII, А-XI, А-X, А-IV, А-II, А-I, ПК-XIX-XVIII, ПК-XIV, ПК-X, ПК-IX и ПК-VIII), зафиксированных в разрезах скважин №№ 201, 204 и 205.

Продуктивный пласт Б-VIII вскрыт на глубине 1759,2—1778 м при мощности 31,6—38,4 м. Эффективная нефтенасыщенная мощность равна 24 м. Пласт Б-VIII сложен песчаниками с прослоями алевролита и аргиллита. Перекрывается 22-метровой толщей аргиллитов валанжина. Пласт хорошо выдержан по литологии и мощности, имеет широкое распространение далеко за пределами площади. Коллекторские свойства его хорошие. Открытая пористость, изменяясь от 14 до 27,2%, в среднем составляет 24% при проницаемости от единиц до 1162 миллидарси. Водонефтяной контакт проходит на отметке — 1709,6 м. Этаж нефтеносности 32 м. При испытании пласта Б-VIII в скв. № 201 получен фонтан нефти с дебитом 98,4 м³/сутки (на 8-миллиметровом штуцере) при очень высоком (131 м³/м³) газовом факторе. Депрессия на пласт при данном дебите нефти составила 56,7 атм. Залежь пластовая сводовая. Нефть удельного веса 0,8538 г/см³. Вязкость при 20° 7,6 сст, при 50° 37,7 сст. Содержание парафина 4,05%, серы 0,69%, силикагелиевых смол 10,3%. Фракционный состав выкипает при температуре 100°—8,5%, 150°—12,7%, 200°—24,2%, 300°—46,8%. Залежь нефти в пласте Б-Х вскрыта в скважине № 203, где в процессе бурения испытателем пластов получен приток нефти 1,9 м³ за 10 минут стояния на притоке. Нефть удельного веса 0,8471 г/см³. Вязкость при температуре 20° 8,5 сст, при 50° 4,2 сст. Содержание парафина 3,3%, серы 0,66%, силикагелиевых смол 8,66%. Фракционный состав выкипает при температуре 100° 8,0%, 150° 13,3%, 200° 21,8%, 300° 38,3%.

В 1968 г. залежи газа открыты в пластах ПК-XVII-XVI, ПК-XV и ПК-XI при опробовании испытателем пластов в интервалах соответственно 1105—1130 м, 1070—1090 м, 940—963 м в процессе бурения. Все они при опробовании ИП дали фонтан газа. В результате разведки месторождения установлено, что оно является многопластовым. Большой диапазон нефтегазонасыщения разреза, охватывающий отложения почти всего комплекса мезозоя, безусловно, связан с наличием дизъюнктивного нарушения, игравшего большую роль при формировании залежей месторождения. Залежи нефти и газа имеют небольшое локальное распространение в пределах повышенной части южного и северного куполов. По типу они являются, очевидно, пластовыми сводовыми и, возможно, тектонически экранированными, что значительно усложняет методику разведки и промышленной оценки их. Целесообразно при бурении последующих скважин поставить задачу раздельного изучения залежей, т. е. выделить отдельные объекты бурения с самостоятельной сеткой скважин.

4. Полуденное месторождение нефти, открытое в 1968 г., расположено в Александровском районе и приурочено к одноименной локальной структуре. По отражающему горизонту II^a (подощва марьяновской свиты верхней юры) структура представляет собой антиклинальную складку меридионального простирания. В пределах замкнутой сейсмоизогипсы — 2290 м размеры структуры 25×10 км, амплитуда 140 м. Поднятие осложнено тремя куполами: центральным, западным и южным, каждый из которых оконтуривается сейсмоизогипсой — 2210 м. Наиболее гипсо-

метрически высоким является центральный купол. Отметка отражающего горизонта на своде купола составляет — 2150 м.

При испытании скважины № 121, пробуренной в присводовой части центрального купола, из интервала 2252—2236 м получен фонтан нефти с дебитом 3,2—3,6 м³/сутки на 28-миллиметровом штуцере. Залежь нефти приурочена к продуктивному пласту Ю-I, залегающему в интервале 2235—2287 м и сложенному песчаником мелко-, среднезернистым нефтенасыщенным с прослоями аргиллита. Открытая пористость песчаников 7—13%, проницаемость 0,1—2—3 миллиардarcy. Месторождение подлежит разведке глубоким бурением.

5. Средненюрольское месторождение нефти, завершенное разведкой в 1968 г., расположено в пределах Средневасюганского нефтеносного района (5). Месторождение разведано 5 скважинами. В геологическом строении, изученном достаточно полно, принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. Породы палеозойского возраста вскрыты на глубине 2588 м и представлены темно-серым известняком. В тектоническом отношении Средненюрольская локальная структура представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания. Размеры складки по замыкающей изогипсе — 2460 м составляют 17×5 км при амплитуде 80 м. Наиболее крутым крылом складки является северо-восточное с углами падения до 4°30', более пологим — западное крыло с углами падения 1,5—2°. Характерными чертами строения Средненюрольской структуры являются более резкие очертания ее по нижним горизонтам мезозоя и выполаживание по верхним. По кровле сеномана амплитуда структуры составляет всего 15 м. По отложениям палеогена структура практически не прослеживается.

Продуктивным на месторождении является пласт Ю-I, вскрытый на глубинах 2384,8—2484 м. Пласт хорошо выдержан по площади всего месторождения и надежно выделяется по электрокаротажным диаграммам. Мощность пласта изменяется от 30,4 до 46,8 м. В целом пласт неоднороден. Верхняя его часть сложена переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов, нижняя — преимущественно песчаниками, где прослои аргиллитов и алевролитов имеют подчиненное значение и незначительны по мощности. Мощность песчаных прослоев, т. е. эффективная мощность пласта, минимальная 13,6 м в скважине № 45 и максимальная 28,4 м в скважине № 43. Открытая пористость песчаников колеблется от 7,3 до 25,5%, проницаемость от 0,2 до 234 миллиардarcy. Притоки нефти получены в 4 скважинах №№ 41, 42, 44 и 45. Скважина № 43 оказалась законтурной. Самый большой дебит нефти 91,5 м³/сутки на 8-миллиметровом штуцере получен в сводовой скважине № 41 при испытании пласта Ю-I в интервале 2422—2408 и 2395—2385 м. Дебиты нефти в остальных скважинах составляли 1,2 м³/сутки при переливе (скважина № 42) и 13 м³/сутки на 4-миллиметровом штуцере (скважина № 45). Пластовое давление 239,6—245,6 ата, пластовая температура 84—89°C. Газовый фактор по глубинным пробам 47,9 м³/м³. Положение водонефтяного контакта принято на отметке 2340,5 м. Залежь нефти пласта Ю-I пластовая сводовая с большой водоплавающей частью. Этаж нефтеносности 33 м. По данным анализа нефть имеет удельный вес 0,825—0,828 г/см³. Температура начала кипения 41—61°C. Фракций, выкипающих до 200°C, содержится в нефти 29,7—33,5%, выкипающих до 300°C—53,7—60%. Вязкость нефти при 20°C 5,2 сст. Нефть содержит 6,6% смол силикагелиевых, 0,57 асфальтитов, 3—4,4% парафина, 0,34% серы. По углеводородному составу нефть метаново-нафтеново-ароматическая. Растворенный в нефти газ имеет также углеводородный состав и содержит метана 63,8%, тяжелых 26,2—33,7%, азота 2—3,2%.

Средненюрольское месторождение завершено разведкой и подготовлено к промышленному освоению. По запасам оно относится к категории небольших.

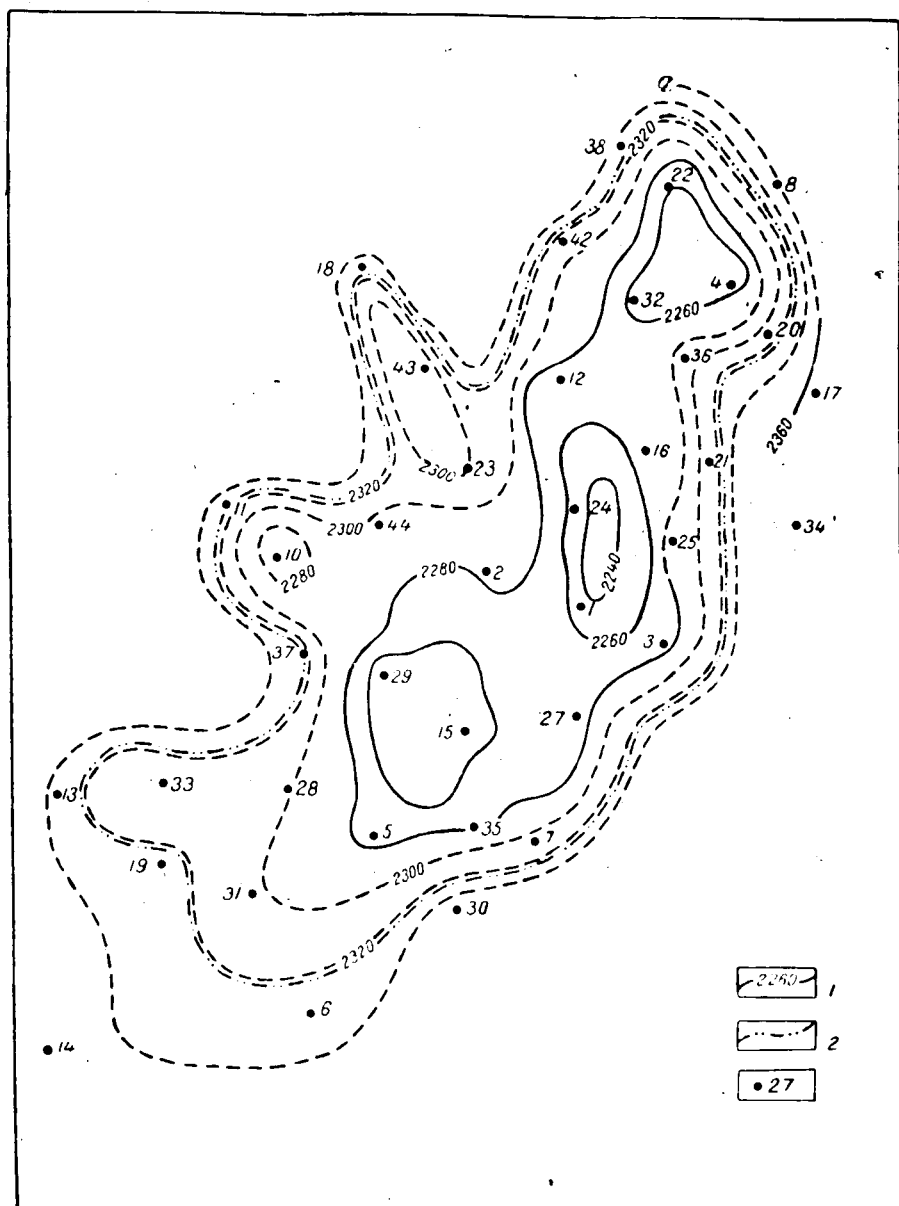


Рис. 3. Структурная карта Мыльдзинского газоконденсатного месторождения

1 — изогипсы по кровле продуктивного пласта Ю-I;
2 — контур газойности; 3 — пробуренные скважины

6. Мыльджинское газоконденсатное месторождение находится в 55 км к югу от с. Средний Васюган Каргасокского района. Приурочено к локальной структуре одноименного названия. В геологическом

строении Мыльджинского месторождения принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения (4,7). Структура имеет северо-восточное простирание. Размеры ее по изогипсе 2340 м 30×12 км и амплитуда 100 м. В пределах структур вырисовывается ряд приподнятых участков-куполов (рис. 3).

К концу 1968 г. на площади пробурено 36 глубоких скважин. В разрезе Мыльджинского месторождения выделяется 4 продуктивных пласта: Ю-I+II, Б-XVI-XX, Б-X и Б-VIII.

Основным продуктивным пластом является пласт Ю-I+II, вскрытый скважинами на глубинах 2344—2466 м при мощности 76,0—94 м. Эффективная мощность составила 13,6—52 м, нефтенасыщенная 7,7—36,4 м. Пласт Ю-I+II сложен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Перекрывается 70-метровой толщей аргиллитов марьяновской свиты. Пласт Ю-II по площади распространен повсеместно, но не выдержан по мощности и литологии. Коллекторские свойства находятся в зависимости от фациальной характеристики пласта Ю-I+II. Открытая пористость составляет 10—22%, проницаемость исчисляется десятками и сотнями миллидарси. Положение газо-водяного контакта проводится на отметке 2319 м. Этаж газонасности 71,2 м. Дебит газа из пласта Ю-I+II составляет 52—334,4 тыс. м³/сутки (на 12,5-миллиметровой диафрагме) при депрессии на пласт 53,1—172 ата. Абсолютно свободный дебит 53—537,2 тыс. м³/сутки. Начальное пластовое давление в залежи 255,7 ата. Конденсатный фактор 87—127 см/м³. Состав газа в %: метан 78—96,1; тяжелые углеводороды 3,29—21,3; азот 0,5—14,8. Конденсат бесцветный, прозрачный, удельный вес его 0,73 г/см³. Начало кипения 41—42°. До 300° выкипает 88,6—96,2%. Количество серы 0,07—0,1%. Залежь массивная, имеет нефтяную оторочку.

Пласт Б-XVI-XX приурочен к отложениям ачимовской пачки валанжина. Пласт залегает на глубинах 2227—2380,8 м, на 80 м выше пласта Ю-I+II. Имеет мощность от 6,8 до 44,4 м. Эффективная мощность равна 2,8—33,2 м и газонасыщенная 4,8—13,2 м. Пласт сложен песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Распространен не повсеместно, прослеживается в основном в северо-восточной части площади. Коллекторские свойства пласта невысокие: открытая пористость 8—20,6%, при проницаемости до 12,7 миллидарси. Положение газо-водяного контакта определено условно на отметке —2178 м. Этаж газонасности 30 м. При испытании пласта в скважине № 4 получен фонтан газа с дебитом 122,2 тыс. м³/сутки (на 9,5-миллиметровой диафрагме) при депрессии на пласт 113 ата. Абсолютно свободный дебит газа равен 152 тыс. м³/сутки. Пластовое давление 237 ата. Конденсатный фактор 99 см/м³. Залежь газа, связанная с пластом Б-XVI-XX, литологическая. Состав газа в %: метан 84,4; тяжелые углеводороды 11; азот 4,55; редкие 0,05; удельный вес конденсата 0,7182. Выход фракций до 300° 93,5%.

Пласт Б-X прослеживается в верхней части куломзинской свиты валанжина и отделяется от пласта Б-XVI-XX 70-метровой толщей глинистых пород. Скважинами вскрыт на глубинах 2142,8—2242 м при мощности 22—34,8 м. Эффективная мощность равна 8,8—22 м, газонасыщенная 8,8—9,2 м. Сложен пласт Б-X песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и аргиллитами. Повсеместного распространения пласт Б-X не имеет. В южной части в связи с фациальной неустойчивостью не прослеживается. Скважиной № 34 установлено распространение залежи к востоку, где возможно значительное увеличение продуктивной площади. Коллекторские свойства пласта характеризуются открытой пористостью от 7 до 24,2% при проницаемости до 422 миллидарси. Положение газо-водяного контакта не изучено. При испытании пласта Б-X в скважине № 3 получен фонтан газа с дебитом 110,8 тыс. м³/сутки (на

12,5-миллиметровой диафрагме) при депрессии 162,6 *ата*. Пластовое давление составило 224,7 *ата*. Одновременно с газом из скважины поступал конденсат. Состав газа в %: метан 78,4, тяжелые углеводороды 18,86, азот 2,73, редкие 0,015, удельный вес конденсата* 0,7203. Выход фракций до 300° 98,4%.

Пласт Б-VIII приурочен к верхней части куломзинской свиты и отделяется от пласта Б-X 45-метровой пачкой пород. Вскрыт скважинами на глубинах 2073—2201 *м* при мощности 8—29,6 *м*. Эффективная мощность 2,4—19,2 *м*, газонасыщенная 2 *м*. Положение ГВК условно проводится на отметке — 1996 *м*. Этаж газоносности 15,6 *м*. Промышленная газоносность установлена скважиной № 1, где получен фонтан газа с дебитом 182,0 тыс *м³/сутки* (на 12,5-миллиметровую диафрагму) при депрессии на пласт 75 *ата*. Абсолютно свободный дебит составил 250 тыс. *м³/сутки*. Пластовое давление 208,5 *ата*. Одновременно с газом поступал конденсат. Состав газа в %: метан 88,8, тяжелые углеводороды 9,81, азот 1,39, удельный вес конденсата 0,6989. Выход фракций до 300° 78,45%. Залежь газа пластовая сводовая. Запасы газа Мыльджинского месторождения утверждены ГКЗ по категориям В+С₁+С₂ 99,1 млрд. *м³*. Разведка месторождения продолжается.

7. Южномыльджинское месторождение нефти приурочено к северо-западному куполу одноименной структуры, расположенной в 10 *км* юго-западнее Мыльджинского месторождения. По отражающему горизонту II^а структура представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания. В пределах сейсмоизогипсы — 2380 *м* размеры структуры 16×4 *км*, амплитуда 120 *м*. Структура осложнена двумя куполами.

При испытании скважины № 22, пробуренной в своде северо-западного купола, из продуктивного горизонта Б-IV-V (тарская свита), в интервалах 2164—2156 *м*, 2152—2144 *м*, 2140—2125 *м*, получен промышленный приток нефти с дебитом 56 *м³/сутки* и воды 24 *м³/сутки* на 8-миллиметровом штуцере. Удельный вес нефти 0,8173. Содержание в нефти парафина 19,5%, серы 0,3%. Продуктивный пласт сложен переслаиванием песчаников с запахом нефти с алевролитами и аргиллитами.

Скважина № 24, пробуренная в 1968 г. на западном склоне северо-западного купола структуры, продуктивный пласт Б-IV-VI вскрыла гипсометрически ниже, чем он залегает в скважине № 22. При испытании пласта в скважине № 24 получен приток воды, т. е. по пласту Б-IV-VI она оказалась за контуром нефтеносности.

Кроме пласта Б-IV-VI, большой интерес представляет пласт Ю-I. Скважиной № 22 пласт Ю-I вскрыт на глубине 2425 *м*. В процессе бурения из зоны залегания пласта совместно с аргиллитами подняты песчаники с запахом нефти. В разрезе скважины № 24 пласт Ю-I залегает на 47 *м* гипсометрически ниже, чем в скважине № 22. По данным бурения и испытания пласт Ю-I в скважине водонасыщен.

По результатам бурения сводовой скважины № 27 юго-восточный купол структуры залежей нефти не содержит. В сравнении с северо-западным куполом юго-восточный купол оказался значительно опущенным: по кровле пласта Ю-II на 160 *м*, а по кровле палеозойских образований на 240 *м*, что указывает на наличие дизъюнктивного нарушения. Этому же нарушению, очевидно, обязано и наличие залежи в пласте Б-IV—VI в северном блоке. Дальнейшей задачей разведки на месторождении является оконтуривание залежи в пласте Б-IV—VI и промышленная оценка пласта Ю-I в северо-западном куполе.

8. На Верхнесалатском газонефтяном месторождении, расположенном юго-западнее Южномыльджинского месторождения, закончена испытанием скважина № 21, пробуренная на своде структуры, и пробу-

рена скважина № 33, заложенная на юго-восточной периклинали структуры в 5,6 км к юго-востоку от скважины № 33.

В скважине № 21, кроме пласта Ю-II, приуроченного к отложениям тюменской свиты (нижняя + средняя юра) и давшего промышленный фонтан газа и нефти в 1968 г., испытан пласт Ю-I. При испытании его получен промышленный приток нефти и газа. На штуцере 8,4 мм дебит нефти составил 41,1 м³/сутки, газа — 15,465 тыс. м³/сутки. Удельный вес нефти 0,7880. Содержание парафина 13,96%, серы 0,12%, асфальтенов 0,35%, смол силикагелиевых 3,35%. Выход фракций, выкипающих в интервале 250—300°, составляет 5,48%. Нефть пласта Ю-I по химическому составу несколько отличается от нефти в пласте Ю-II. Удельный вес нефти 0,8008. Содержание парафина 20,17%, серы 0,05%, асфальтенов 0,25%, смол силикагелиевых 1,52%, выход фракций, выкипающих в интервале 250—300°, составляет 6,95%. Пласт Ю-I залегает в разрезе скважины в интервале 2427,2—2464,8 м. Эффективная мощность его равна 12,4 м. Таким образом, установлено, что месторождение является многопластовым.

Скважиной № 33 пласт Ю-I вскрыт на 69,4 м гипсометрически ниже, чем в скважине № 21. При проходке пласта из интервала 2507—2520 м подняты песчаники с запахом нефти. По данным кернового материала и промыслово-геофизических исследований верхняя часть пласта Ю-I нефтегазонасыщена, а нижняя часть является водоносной. По данным БКЗ водонефтяной контакт отбивается на глубине 2527 м.

Пласт Ю-II скважиной вскрыт на глубине 2566 м и залегает на 78,2 м гипсометрически ниже, чем в скважине № 21. По данным кернового материала и промыслово-геофизических исследований пласт интерпретируется как водоносный, т. е. скважина по этому пласту оказалась за контуром газонефтеносности. Дальнейшей задачей разведки является оконтуривание месторождения.

9. Оленье месторождение нефти расположено в Каргасокском районе. Приурочено к одноименной локальной структуре, представляющей собой брахиантклинальную складку северо-западного простирания. В пределах сейсмонзогипсы — 2560 м размеры складки 28×12 км, амплитуда 100 м. Структура имеет два купола: северо-западный и юго-восточный, оконтуривающиеся сейсмонзогипсой — 2520 м. Наиболее повышенным является северо-западный купол, отметка отражающего горизонта на своде его составляет — 2460 м (9).

В 1968 г. пробурено две скважины №№ 123 и 124. Залежь нефти приурочена к продуктивному пласту Ю-I, вскрытому на глубинах 2533—2560 м. Коллекторские свойства пласта характеризуются следующими данными: открытая пористость 11,9—21,7% при проницаемости до 54,7 миллидарси. Отметки кровли продуктивного пласта по скважинам: № 121—2448 м, № 123—2442 м, № 124—2468 м.

Продуктивными являются скважины №№ 121 и 123. При испытании скважины № 121 (перфорирован интервал 2555—2544 м) получен фонтан нефти с дебитом 78 м³/сутки на 8-миллиметровом штуцере. В скважине № 123 (перфорированы интервалы 2560—2555 м, 2549—2542 м) получен фонтан нефти с дебитом 18—20 м³/сутки на 4-миллиметровом штуцере. Скважина № 124 пробурена вблизи контура нефтеносности. При ее испытании из пласта Ю-I получен незначительный приток воды (3,18 м³/сутки на динамическом уровне 720 м) с пленкой нефти. Нефть из скважины № 121 имеет удельный вес 0,8350, вязкость кинематическую при 20°—4,8 сст. Содержание в ней парафина 4,15%, серы 0,37%. Выход фракций, выкипающих в диапазоне 200—250°, составляет 42,85%. Отметка водонефтяного контакта принимается — 2470 м. Высота зале-

жи 27 м. Тип залежи — массивный. Разведка месторождения продолжается.

10. Лугинецкое газоконденсатное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области (10). В пределах месторождения пробурено 9 скважин (№№ 151, 152, 153, 154, 155, 156, 159, 162, 163). Скважиной № 151 вскрыты на глубине 2445 м отложения палеозоя, представленные корой выветривания глинисто-карбонатного состава. Остальные скважины остановлены бурением в отложениях тюменской свиты средне-, нижнеюрского возраста. Месторождение приурочено

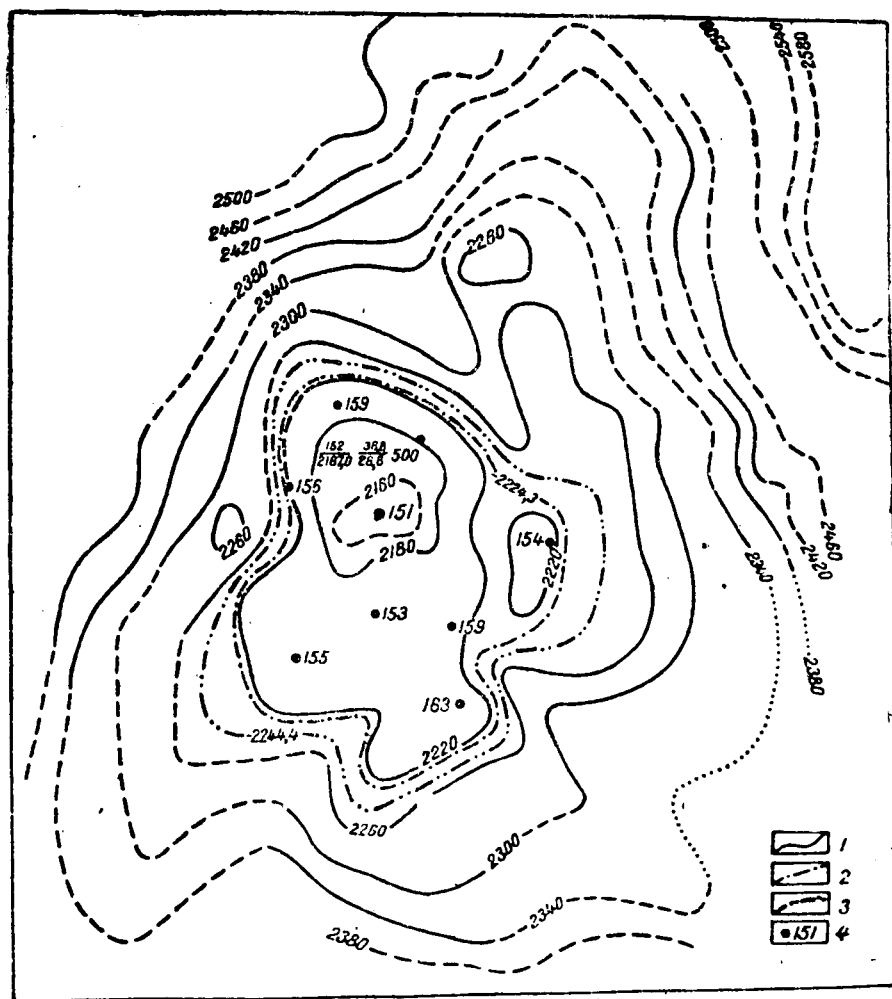


Рис. 4. Структурная карта Лугинецкого газоконденсатного месторождения
1 — изогипсы опорного отражающего горизонта II^a (подшва марьяновской свиты верхней юры); 2 — контур газоносности; 3 — контур нефтеносности; 4 — пробуренные скважины

к одноименной локальной структуре III порядка, расположенной в свою очередь в пределах северо-западной части Пудинского свода (рис. 4). Продуктивными являются пласты Ю-I-II-III. Покрышкой служат аргиллиты марьяновской свиты (баженская пачка). Мощность аргиллитов

60—79 м. Мощность отдельных песчаных прослоев 14 м, суммарная мощность продуктивных песчаников 40,2 м. Открытая пористость песчаников 20% (средняя 17—18%), проницаемость ~ 10 *миллидарси*. Кровля продуктивного пласта вскрыта в сводовой скважине № 151 (2260 м). Этаж газоносности 88,3 м, нефтеносности 20,1 м. Газовая залежь массивная, подстилается на всей площади нефтенасыщенным пластом, промышленная ценность которого установлена опробованием ряда скважин (№№ 154, 155, 159).

В скважине № 151 при опробовании пласта Ю-II в интервале 2336—2327 м получен фонтан газа дебитом 340 тыс. *м³/сутки* на 12,9-миллиметровой шайбе, при депрессии на пласт 40 *атм*. Пластовое давление 243,8 *атм*, температура пластовая 82°C.

В скважине № 154 из пласта Ю-I из интервала 2337—2333 м получен фонтан нефти. Дебит нефти через 8-миллиметровый штуцер составил 72,1 *м³/сутки*, депрессия на пласт 129 *атм*, пластовое давление 241,8 *атм*, пластовая температура 80°C. При опробовании в этой же скважине интервала 2324—2313 м получен фонтан газа дебитом 272,7 тыс. *м³/сутки* через 12,7-миллиметровую шайбу, при депрессии на пласт 84,18 *атм*, давлении на головке 133,43 *атм*, содержании конденсата 147 *см³/м³*. Пластовое давление 242,85 *атм*, пластовая температура 79°C.

В скважине № 156, пробуренной на западном крыле, в непосредственной близости к контуру месторождения продуктивный пласт (Ю-I) сильно заглинизирован, поэтому при опробовании получены непромышленные притоки нефти и газа.

В скважине № 159 из интервала 2337—2343 м — низы пласта Ю-I, представленного частым переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, получены незначительные притоки нефти.

Из интервала 2333—2325 м — середина пласта Ю-I — получен фонтан нефти на 7,9-миллиметровом штуцере дебитом 21,2 *м³/сутки*, газа 19,5 тыс. *м³/сутки*.

Верхняя часть пласта Ю-I интервал 2313—2300 м оказалась практически сухой (дебит газа 2000 *м³/сутки*). При испытании интервала 2354—2350 м в скважине № 163 отмечен приток воды с пленкой нефти (интервал ниже ВНК). Из интервала 2344—2339 м пласта Ю-I получен фонтан нефти в количестве 54 *м³/сутки* через 8-миллиметровый штуцер.

Состав газа в основном метановый (85—88%), углекислого газа содержит до 0,95%, азота + редкие 3,1—3,9%, гелия 0,024—0,042%. Конденсат бесцветный с удельным весом 0,7222—0,9251 *г/см³*, содержание серы 0,01—0,02%, начало кипения 32—60°. Нефть имеет удельный вес 0,8175, начало кипения 35°C, содержание серы 0,2%, парафина 1,86%. Подошвенные воды хлоркальциевого типа с минерализацией 46 *г/л*. Газонефтяной контакт отбивается на отметке 2224 м, водонефтяной контакт — 2244 м. Этаж газоносности 88,3 м, нефтеносности 20,1 м. Нефте-содержащий пласт имеет промышленную ценность на площади всего месторождения. Продуктивные пласты Ю-I-II сравнительно хорошо выдержаны по площади и сопоставляются друг с другом. Пласт Ю-III фациально изменчив и не везде прослеживается.

Дальнейшей задачей является доразведка восточного крыла с целью уточнения здесь положения контура.

Таким образом, в результате поисково-разведочных работ, проведенных в 1967—1968 гг., на территории Томской области открыто 10 новых месторождений нефти и газа. Эти открытия подтверждают высокую оценку перспектив промышленной нефтегазоносности области.

Особый интерес представляют открытия в Александровском нефтегазоносном районе газовых залежей на Северном месторождении и неф-

тяной залежи на Вартовском. В этом районе особенно перспективны на газ и нефть Окуневское куполовидное поднятие и территория северо-западного борта Усть-Тымской впадины. Первоочередными объектами для их поисков являются Киев-Еганское, Эмторское, Круглоозерное и Сибкраевское поднятия.

В пределах Ларь-Еганского нефтеносного района рекомендуется проведение поискового бурения на всех подготовленных под глубокое бурение структурах. В Нововасюганском нефтеносном районе первоочередного внимания заслуживают Первомайское, Крапивинское, Южночеремшанское поднятия. На территории Средневасюганского нефтегазосного района возможно открытие новых месторождений нефти на поднятиях западного борта Средневасюганского мегавала (Лучистая, Пугалымская, Кулайская и др. структуры). В Пудинском газонефтеосном районе рекомендуется ввести в поиски Кёнгскую, Мирную, Вяловскую, Боровую, Сомовскую структуры.

Поскольку ряд залежей нефти и газа приурочен к структурам, осложненным дизъюнктивными нарушениями (Северная, Соболиная, Южномыльджинская), которые, очевидно, играли основную роль при формировании этих залежей, необходимо всестороннее и детальное изучение дизъюнктивных нарушений в пределах локальных структур, подготавливаемых к глубокому бурению.

Наряду с этим в последнее время установлено, что впадины и прогибы, разделяющие крупные положительные структуры, являются также высокоперспективными зонами (8, 11). Изучение их может привести к открытию крупных газовых и нефтяных месторождений. Кроме того, весьма перспективными представляются поиски залежей газа и нефти в зонах регионального выклинивания юрских и меловых отложений в южной части исследуемого района.

Дальнейшее изучение территории Томской области, несомненно, выявит новые промышленные месторождения нефти и газа, необходимые для развития народного хозяйства Западной Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рожок Н. Г., Миронов Ю. К. Итоги пятнадцатилетних поисков нефти и газа в Западно-Сибирской низменности Новосибирским геологическим управлением. Вестник ЗСГУ и НТГУ, № 3, Томск, 1963.
2. Рожок Н. Г., Миронов Ю. К. Основные итоги работ Новосибирского территориального геологического управления за 1963 г. Вестник ЗСГУ и НТГУ, № 1, Томск, 1964.
3. Рожок Н. Г., Запивалов Н. П., Шпильман К. А. Новые месторождения нефти и газа в Томской области. Нефтегазовая геология и геофизика, № 3, 1964.
4. Левченко И. Г., Миронов Ю. К. Новые газоконденсатные месторождения Томской области, связанные с юрскими отложениями. Геология нефти и газа № 7, 1965.
5. Левченко И. Г., Минько В. А., Пьянков Б. Н. Новые нефтяные месторождения Томской области. Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, вып. 1, 1966.
6. Минько В. А. Новые данные о нефтеносности Соснинско-Советской площади в Томской области. Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, вып. 1, 1966.
7. Зубарев Е. М. Новые газоконденсатные месторождения Томской области. Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, вып. 1, 1966.
8. Зубарев Е. М., Минько В. А., Миронов Ю. К., Пьянков Б. Н. Основные геологические результаты нефтепоисковых и разведочных работ Новосибирского геологического управления за 1966 год. Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, вып. 2, 1967.
9. Пьянков Б. Н., Пастухова Т. Н. Оленье месторождение нефти. Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, вып. 3, 1968.

10. Зубарев Е. М. Лугинецкое газоконденсатное месторождение. Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, вып. 3, 1968.

11. Пьянков Б. Н. Соболиное месторождение нефти. Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, вып. 3, 1968.

12. Рожок Н. Г. Новая Васюганская нефтегазоносная область СССР и ее роль в экономике Западной Сибири. Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, вып. 3, 1968.

ОБРАЗОВАНИЕ ГИДРОХИМИЧЕСКИХ И МИНЕРАЛОГИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ В ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЕ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ГЛУБИННОГО УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

З. Я. СЕРДЮК, А. А. РОЗИН

Фундамент плиты южной и центральной частей Западно-Сибирской низменности в пределах Обь-Иртышского междуречья представлен породами различного типа, но наибольшим распространением пользуются осадочные породы, сложенные глинистыми сланцами, аргиллитами, песчаниками, гравелитами, и эффузивно-осадочные. Эти отложения разбиты трещинами, интенсивно дислоцированы и метаморфизованы. Для многих районов характерно наличие коры выветривания, иногда довольно мощной. Возраст отложений фундамента изучен слабо, и лишь на отдельных участках установлены отложения девона, карбона и перми.

Мезозойско-кайнозойский чехол плиты представлен песчано-глинистыми слабодислоцированными осадками мощностью 2,5—3,0 км. В разрезе выделяются две морские глинистые толщи верхнеюрско-валанжинского возраста мощностью 200—350 м и верхнемелового — палеогенового мощностью 400—740 м, разделяющие мезозойско-кайнозойский чехол на 3 части. Нижняя часть чехла, залегающая между фундаментом и верхнеюрско-валанжинской толщей, представлена континентальными песчано-глинистыми отложениями нижней и средней юры (а на отдельных участках также отложениями верхнего триаса) и разнофациальными осадками верхней юры. Для этой части разреза характерно частое чередование крепкоцементированных песчаников, алевролитов, аргиллитов, а также очень плохие коллекторские свойства песчаных пород. Мощность юрских отложений 200—400 м.

Средняя часть разреза, залегающая между глинистыми толщами верхнеюрско-валанжинского и верхнемелового возраста представлена песчано-глинистыми осадками мела общей мощностью 1000—1400 м. В состав этих отложений входят морские осадки валанжина, лагунно-континентальные и прибрежно-морские осадки готерив-баррема и континентальные осадки апт-альб-сеномана. Меловые отложения по сравнению с юрскими обладают меньшей литологической изменчивостью и значительно лучшими коллекторскими свойствами. Выше глинистой толщи верхнемелового — палеогенового возраста залегают континентальные песчано-глинистые отложения олигоцен-четвертичного возраста мощностью до 200—300 м.

В формировании подземных вод существенную роль играют региональные водоупорные глинистые толщи: верхнеюрско-валанжинского и верхнемелового палеогенового возраста. Подземные воды юрских, ме-

ловых и палеоген-четвертичных отложений, разделенные этими региональными водоупорами, существенно отличаются между собой по газогидрохимическому облику.

Одной из характерных особенностей гидрохимии Обь-Иртышского междуречья является пониженный метаморфизм подземных вод юрских отложений по сравнению с распространенными выше по разрезу водами меловых отложений (уменьшение содержания кальций-иона и увеличение гидрокарбонат-иона и коэффициента $\frac{Na}{Cl}$). Одновременно в ряде участков возрастает содержание углекислого газа в составе растворенных газов.

Подобные инверсионные изменения солевого состава отмечаются во многих других нефтегазоносных провинциях. Обычно они наблюдаются в межгорных артезианских бассейнах (Азербайджанский, Западно-Туркменский, Ферганский и другие). Часто отмечается приуроченность вод с инверсионным изменением солевого состава к дизъюнктивным нарушениям (А. А. Карцев, 1963).

Подземные воды отложений неокома на значительной территории Обь-Иртышского междуречья имеют минерализацию 18—23 г/л. Характерной особенностью этих вод является незначительная амплитуда колебаний минерализации на больших площадях. Гидрокарбонат-ион обычно присутствует в количестве менее 1% экв. (100—400 мм/л). Несколько повышенные содержания его во внутренних районах Обь-Иртышского междуречья отмечены на Межовской площади, где в отдельных пластах были вскрыты подземные воды с содержанием гидрокарбонат-иона в количестве 2—3% экв. (500—775 мм/л). В районе широтного течения р. Оби и в Уватском районе минерализация подземных вод уменьшается до 14—18 г/л, а содержание гидрокарбонат-иона возрастает, достигая 6—8% экв. (1000—2000 мм/л).

Наиболее высокие количества кальций-иона в подземных водах отложений неокома наблюдаются в Привасюганье 30—35% экв. (2,5—3 г/л). По направлению к району широтного течения р. Оби и Уватскому району содержание его понижается до 2—5% экв. Кроме того, содержание кальций-иона закономерно уменьшается к югу и востоку от Привасюганья в сторону палеозойского обрамления (рис. 1). В Межовском районе зафиксированы отклонения, нарушающие эту закономерность. Здесь на отдельных участках в подземных водах неокома содержание кальций-иона понижается до 8—10% экв.

Величина коэффициента $\frac{Na}{Cl}$ изменяется по площади столь же четко и закономерно, как и содержание кальций-иона в подземных водах, но только в противоположном направлении. Наиболее низкие значения этого коэффициента 0,66—0,70 наблюдаются в Привасюганье. По направлению к южному и восточному палеозойскому обрамлению они повышаются и достигают в периферических частях бассейна 5—7. В сторону широтного течения р. Оби и к Уватскому району величина коэффициента $\frac{Na}{Cl}$ на отдельных участках достигает 0,97—1,1.

Состав растворенного газа представлен в основном метаном и азотом. Во внутренних районах Обь-Иртышского междуречья среднеарифметическое содержание метана достигает 97%, азота 11%. Углекислый газ содержится в незначительных количествах.

Подземные воды юрских отложений характеризуются скачкообразным увеличением минерализации, достигающей в южной части Обь-Иртышского междуречья 25—35 г/л, а в районах Колпашево-Александров-

ского Приобья и Привасюганье 50—80 г/л. Одно из существенных отличий в характере изменений минерализации подземных вод меловых и юрских отложений заключается в значительно большей дифференцированности последних. Диапазон колебаний минерализации подземных

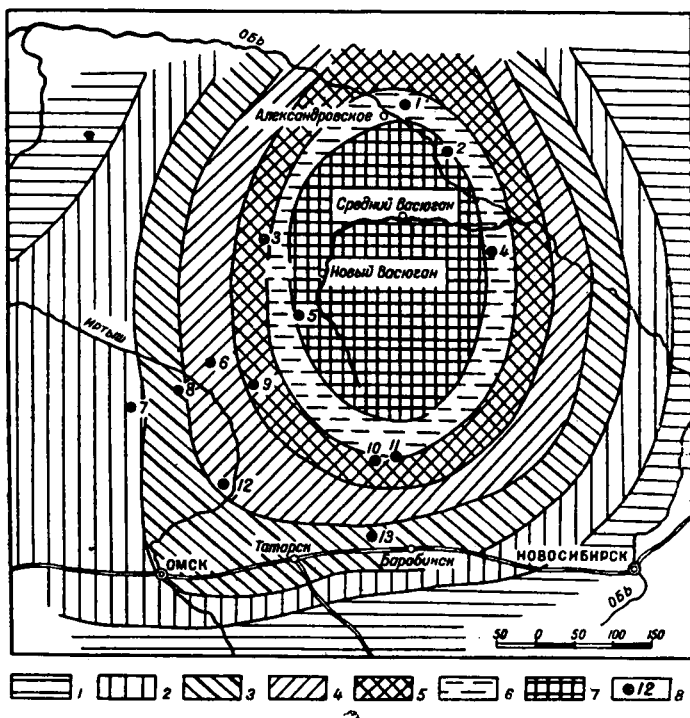


Рис. 1. Схема содержания кальций-иона в подземных водах
готерив-баррема
1 — содержание кальций-иона до 5% экв.; 2 — содержание кальций-иона от 5 до 10% экв.; 3 — содержание кальций-иона от 10 до 15% экв.; 4 — содержание кальций-иона от 15 до 20% экв.; 5 — содержание кальций-иона от 20 до 25% экв.; 6 — содержание кальций-иона от 25 до 30% экв.; 7 — содержание кальций-иона от 30 до 35% экв.; 8 — разведочные площади: 1 — Чебачья, 2 — Назинская, 3 — Катыльгинская, 4 — Сенькинская, 5 — Моисеевская, 6 — Нововасильевская, 7 — Чебурлинская, 8 — Завьяловская, 9 — Бакланская, 10 — Межовская, 11 — Веселовская, 12 — Большереченская, 13 — Тебиская

вод юрских отложений в пределах отдельных локальных структур достигает в южной части Обь-Иртышского междуречья 10 г/л, на территории Колпашево-Александровского Приобья и Привасюганья 20—40 г/л.

В подземных водах юрских отложений содержание гидрокарбонат-иона резко увеличивается (по сравнению с подземными водами меловых отложений) и достигает на многих участках 3—5% экв. (1000—2000 мг/л). Максимально высокие содержания гидрокарбонат-иона 26% экв. (1000 мг/л) отмечены вблизи от залежи углекислого газа в Межовском районе. Еще выше содержание гидрокарбонат-иона на отдельных участках Шаимского района в Приуральской части бассейна. Здесь в подземных водах с углекислым составом растворенных газов содержание гидрокарбонат-иона достигает 49% экв.

Наряду с этим, в юрских отложениях встречаются участки с низким содержанием гидрокарбонат-иона. Нижний предел содержания его в водах юрских отложений находится примерно на таком же уровне, что и в меловых отложениях (50—100 мг/л). Значительные увеличения верхнего предела приводят к тому, что диапазон колебаний в содержании иона резко увеличивается (в 5—10 раз по сравнению с водами меловых отложений).

В районе широтного течения р. Оби и в Уватском районе минерализация подземных вод понижается до 12—20 г/л. Одновременно содержание гидрокарбонат-иона возрастает до 5—10 и более % экв. (1000—2000 мг/л).

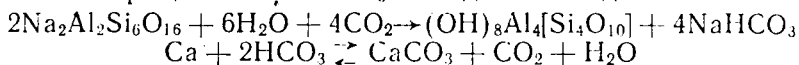
Подземные воды юрских отложений обладают низким содержанием кальций-иона и более высокими значениями коэффициента $\frac{Na}{Cl}$ по сравнению с подземными водами меловых отложений. Содержание кальций-иона обычно изменяется от 1 до 10—12% экв., а коэффициент $\frac{Na}{Cl}$ от 0,9 до 0,97. На отдельных участках южной части Обь-Иртышского междуречья (Завьяловская, Нововасильевская, Баклянская и Моисеевская площади) коэффициент возрастает до 0,99—1,02. Увеличение коэффициента до 1,0—1,1 наблюдается в районе широтного течения р. Оби и Уватском районе, а в Межевском районе в непосредственной близости от залежи углекислого газа до 1,3. Вместе с тем в очень редких случаях (в отдельных пластах Катильгинской, Сенькинской, Назинской и Большереченской площадях) были вскрыты подземные воды с высоким содержанием кальций-иона — до 22—33 % экв. и низкими значениями коэффициента $\frac{Na}{Cl}$ 0,67—0,78. Метаморфизация этих вод находится примерно на уровне метаморфизации вод меловых отложений.

Среднеарифметический состав растворенных газов подземных вод юрских отложений представлен на 77% метаном, на 17,2% азотом и на 4,6% углекислым газом. Подземные воды юрских отложений в значительной степени обогащены углекислым газом по сравнению с подземными водами меловых отложений. В этих отложениях на отдельных участках содержание углекислого газа возрастает на 16—20 и более процентов. На Шаимской площади (Приуральская часть бассейна) в юрских отложениях были вскрыты подземные воды, характеризующиеся углекислым составом растворенных газов. На Межевской, а позднее на соседней Веселовской площади в юрских отложениях были обнаружены залежи углекислого газа (первоначальные дебиты достигали 150—250 тыс. м³/сутки, но в течение нескольких дней понизились до 1—2 тыс. м³/сутки).

Все компоненты солевого и газового состава, которые подвержены инверсионным изменениям (Ca, HCO₃, CO₂), относятся к карбонатной системе. В районах с инверсионными изменениями солевого состава подземных вод происходит сдвиг этой системы, в результате чего возрастает содержание углекислого газа и гидрокарбонат-иона и уменьшается содержание кальций-иона. Взаимозависимость этих компонентов достаточно ясно проявляется в подземных водах юрских отложений Обь-Иртышского междуречья и по всему разрезу в пределах Межевского свода. Особенно четко эта взаимосвязь улавливается в подземных водах, состав растворенных газов которых почти целиком представлен углекислым газом. На отдельных участках в Шаимском районе и на Межевской площади (в непосредственной близости от залежей углекислого газа) со-

держание гидрокарбонат-иона соответственным образом достигает 40 и 26% экв., а содержание кальций-иона понижается до 1% экв.

Сдвиг карбонатной системы происходит в результате дополнительных поступлений в карбонатную систему углекислого газа. В среде, обогащенной углекислым газом, усиливается разложение полевых шпатов. В результате чего в подземную воду по известной схеме поступает гидрокарбонат-натрия, а часть CaCO_3 выпадает в осадок.



В конечном итоге одновременно с увеличением углекислого газа в подземной воде возрастает содержание гидрокарбонат и натрий-ионов и уменьшается содержание кальций-иона.

Поступление углекислого газа, по-видимому, происходит из фундамента. В одних случаях миграция носит концентрированный характер и это приводит к образованию скоплений свободного углекислого газа (как, например, в Межевском районе), а в других — рассредоточенный характер.

Строго локализованный характер скоплений свободного углекислого газа, геохимическая обстановка, метановый состав растворенных газов подземных вод во внутренних районах плиты исключают возможность образования этих скоплений за счет экзогенных процессов непосредственно в мезозойских отложениях и являются, по-видимому, достаточно высоким доказательством миграции углекислого газа из фундамента.

Увеличение содержания углекислого газа в составе растворенных газов подземных вод юрских отложений на многих участках также нельзя объяснить специфичностью геохимической обстановки. Напротив, в связи с тем, что возрастание метаморфизма органического вещества приводит к уменьшению выхода углекислого газа в составе летучих, можно было бы ожидать уменьшение его содержания в этих отложениях по сравнению с меловыми. Возможность миграции углекислого газа из фундамента в Западно-Сибирской плите отмечалось ранее А. А. Розным, Т. А. Звягиной и Г. А. Толстиковым.

Приуроченность залежей углекислого газа к отложениям, распространенным на контакте с палеозоем, значительная тектоническая нарушенность площадей и их повышенный геотермический режим также подтверждают предположение о возможности миграции углекислого газа из фундамента. Величина осредненного геотермического градиента на Межевой и Веселовской площадях значительно выше, чем на окружающих территориях, и достигает 4—4,5°C/100 м. Известно, что на Западно-Сибирской плите плотность тепловых потоков в районе тектонических разломов часто увеличивается.

В результате поступления углекислого газа в отложения чехла происходит переработка солевого состава подземных вод, которая в отдельных случаях может переводить подземные воды хлоркальциевого типа в гидрокарбонатно-натриевый тип.

Процесс переработки подземных вод юрских отложений происходит в огромных масштабах. И только отдельные участки оказываются не затронутыми этими процессами. На этих участках подземные воды характеризуются высокой степенью метаморфизации и содержат большие количества кальций-иона. Такие воды были вскрыты на Катыльгинской площади скв. № 91 в интервале 2481—2450 м (минерализация воды

44 г/л, содержание кальций-иона 3,9 г/л, 26% экв., $\frac{\text{Na}}{\text{Cl}}$ 0,75); на Сенькинской площади скв. № 7 в интервале 2444,5—2219,0 м (минерализация

30 г/л, содержание кальций-иона 3,4 г/л, 33% экв., $\frac{\text{Na}}{\text{Cl}}$ 0,67); на Назинской площади скв. № 3 в интервале 2219—2212 м, 2203—2194 м и 2186—2177 м (минерализация 47—48 г/л, содержание кальций-иона 3,6—3,8 г/л, 22—23% экв., $\frac{\text{Na}}{\text{Cl}}$ 0,77—0,78); на Большереченской площади скв. № 2 в интервале 3108—3058 м (минерализация 58 г/л, содержание кальций-иона 5,2 г/л, 28,2% экв., $\frac{\text{Na}}{\text{Cl}}$ 0,69). Эти воды, возможно, явля-

ются реликтами тех высокометаморфизованных вод, которые насыщали юрские отложения до переработки их солевого состава, в результате поступления углекислого газа из фундамента. В Уватском районе и в районе широтного течения р. Оби отмеченные изменения солевого состава подземных вод (увеличение содержания гидрокарбонат-иона и углекислого газа и уменьшение кальций-иона) наблюдается не только в юрских, но и в меловых отложениях. Мы полагаем, что причиной этого является переработка солевого состава за счет миграции углекислого газа из фундамента, что подтверждается «островным» характером распространения этих вод. В районе широтного течения р. Оби площадь их распространения уменьшается вверх по разрезу. Они окружены водами, лишенными инверсионных признаков (только с северной стороны они еще не оконтурены). Таким образом, инверсионная зона отрезана от палеозойского обрамления, которое является областью питания подземных вод. Верхняя граница зоны распространения подземных вод с инверсионными изменениями солевого состава находится на разных стратиграфических и гипсометрических уровнях, но нижняя всегда в основании разреза. «Корни» инверсионных изменений уходят в фундамент.

Другой стороной геохимических процессов, происходящих под воздействием глубинного углекислого газа, является образование вторичного карбонатного цемента в мезозойских отложениях и преобразование их минералогического состава, в результате чего формируются четкие минералогические аномалии.

Подобные аномалии были обнаружены на отдельных участках Межовской, Веселовской и Чебачьей площадей, где в разрезе скважин (№№ 2 и 6 на Межовской площади, № 1 на Веселовской площади и № 217 на Чебачьей площади) в отложениях валанжина и готерив-баррема было установлено резкое изменение состава руководящих аксессуарных и породообразующих минералов.

Другие скважины на этих площадях вскрыли неизменные отложения валанжина и готерив-баррема. Для этих отложений характерен кварц-полевошпатовый комплекс породообразующих минералов при высокой роли хлорита и гидрослюда в цементе, а также сфен-эпидотовый комплекс руководящих аксессуарных минералов. Среднее содержание полевых шпатов в обломочной части пород указанного возраста обычно достигает более 50%. В значительно меньшем количестве присутствуют кварц, обломки пород и слюды. В аксессуарном комплексе суммарные содержания таких минералов как эпидот, цоизит, клиноцоизит колеблются от 30 до 65%. Содержание сфена достигает 15—20%. Суммарные содержания анатаза, ильменита, лейкоксена не превышают 15—20%.

Совершенно иной минералогический состав имеют отложения валанжина и готерив-баррема, вскрытые скважинами на Межовской, Веселовской и Чебачьей площадях. Макроскопически породы отличаются повышенной карбонатностью и каолинизацией. Повышенная карбонатность пород фиксируется и по увеличению кажущегося сопротивления, которое даже в глинистой валанжинской толще возрастает до 20—25 ом.м.

Роль полевых шпатов в породообразующем комплексе пород значительно снижается, а в Чебачьей скважине № 217 их почти нет. Что касается кварца, то его процентное содержание наоборот резко возрастает. При изучении пород в шлихах и в иммерсии очень отчетливо видны новообразования каолинита и кальцита по зернам полевых шпатов, эпидота, цоизита и по цементу породы. Иногда указанные зерна замещаются полностью вторичными минералами, в связи с этим из акцессорного комплекса почти полностью исчезает эпидот, цоизит и сфен, или их содержание уменьшается до десятых долей процента. Как было

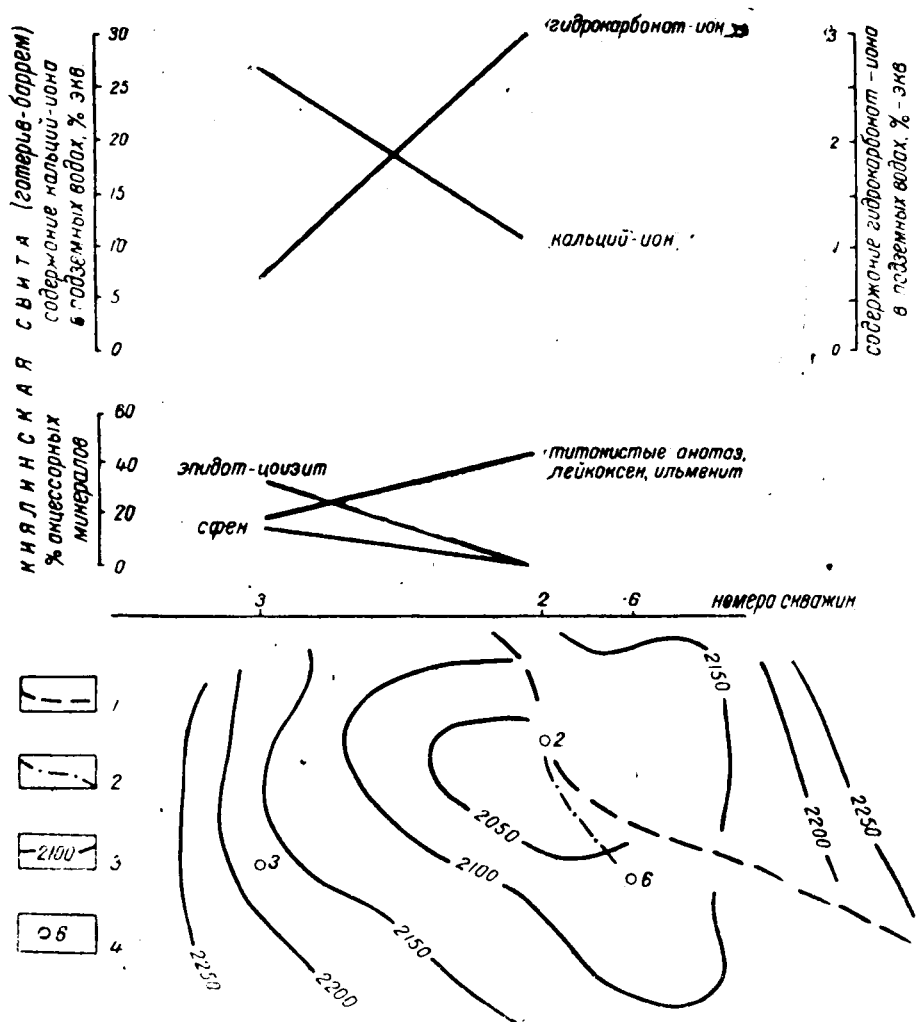


Рис. 2. Схема изменения минералогического состава пород и солевого состава подземных вод в отложениях киялинской свиты на Межовской площади
1 — линия предполагаемого нарушения в фундаменте по геофизическим данным; 2 — линия предполагаемого нарушения в меловых отложениях по минералогическим и гидрохимическим данным; 3 — сейсмоизогипсы кровли фундамента; 4 — скважины

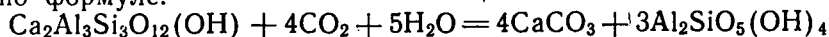
отмечено выше, эпидот и цоизит под воздействием углекислого газа преобразуются в каолинит и кальцит, а по зернам сфена происходит образование вторичных минералов (лейкоксен, анатаз, ильменит, кальцит)

(кварц). В результате вторичных минеральных новообразований происходит увеличение содержания титанистых минералов в два-три раза по сравнению с неизмененными разрезами. Иногда наблюдается увеличение процентного содержания аутигенного пирита-марказита (рис. 2, 3, 4).

Отмеченные изменения петрографо-минералогического состава в отложениях валанжина и готерив-баррема на отдельных участках локальных структур 3 порядка можно объяснить только воздействием углекислого газа.

Химизм подобного рода процессов достаточно подробно освещен в ряде работ (1, 5, 6, 9).

Схема превращения полевых шпатов в каолинит и образование кальцита была приведена выше. Изменения цоизита, клиноцоизита происходят по формуле:



Преобразование сфена (CaTiSiO_5) под воздействием углекислого газа идет по пути образования лейкоксена, анатаза, кальцита, микрокварцита и кварца (1, 2, 3).

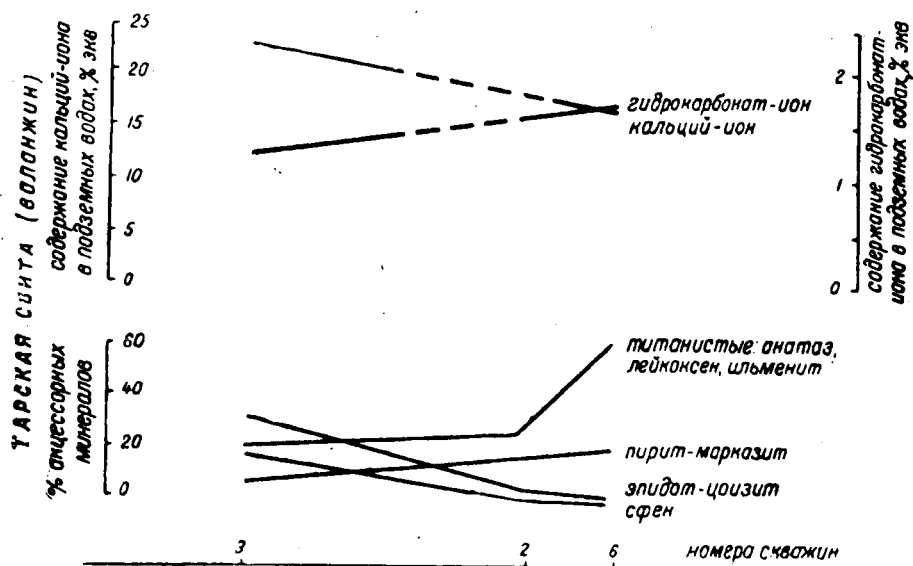


Рис. 3. Схема изменения минералогического состава пород и солевого состава подземных вод в отложениях тарской свиты на Межевской площади

Если в растворе присутствуют ионы железа, то может образоваться вторичный ильменит. В данном случае железо может появиться за счет разрушения эпидота, хлорита и других железосодержащих минералов. Форма зерен сфена нередко сохраняется. Новообразованный кварц весьма часто образует каемки вокруг обломочных зерен и выделяется в небольшом количестве в порах.

Миграция углекислого газа происходит по зонам глубинных разломов и трещин. Такие разломы зафиксированы геофизическими исследованиями на всех трех площадях. Механизм и масштабы этого процесса не установлены. В частности, не ясно, происходит ли миграция углекис-

лого газа в свободном состоянии или также в растворенном состоянии вместе с подземными водами. Коалинизацию и карбонатизацию пород Шаимского района, где давно известны скопления углекислого газа, и на

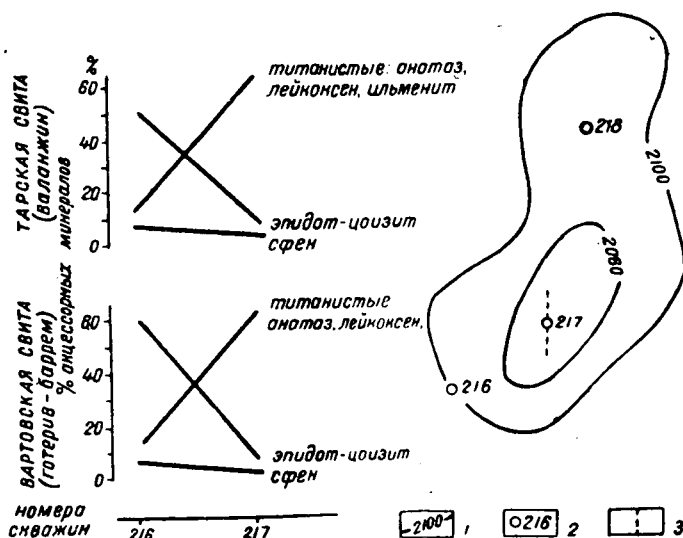


Рис. 4. Схема изменения минералогического состава пород на Чебачьей площади
1 — сейсмоизогипсы по подошве марьяновской свиты; 2 — скважины; 3 — линия предполагаемого нарушения в меловых отложениях по минералогическим данным

Сургутском своде в зоне развития подземных вод с инверсионными изменениями солевого состава отмечают С. И. Шишигин, И. Н. Ушатинский (1968).

ЛИТЕРАТУРА

1. Бетехтин А. Г., Вольфсон Ф. И., Заварицкий А. Н., Коржинский Д. С., Левицкий О. Д., Николаев В. А. Основные проблемы в учении о магматических рудных месторождениях. М., изд-во АН СССР, 1955.
2. Бетехтин А. Г. Курс минералогии. М., 1951.
3. Дир У. А., Хоун Р. А., Зусман Дис. Пороодообразующие минералы. Том 1—V, М., 1965.
4. Маркевич В. П. История геологического развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., 1966.
5. Овчинников А. М. О гидрогеологическом изучении гидротермальных процессов. Труды лаборат. вулканологии, вып. 19, 1961.
6. Перельман А. И. Геохимия эпигенетических процессов. М., 1965.
7. Розин А. А. Газогидрохимическая зональность подземных вод мезозойских отложений южной, центральной и восточной частей Западно-Сибирского бассейна в связи с нефтегазоносностью. Сб. «Проблемы нефтегазоносности южной части Западно-Сибирской низменности». Томск, 1966.
8. Толстиков Г. А. К вопросу происхождения углекислого газа в Западно-Сибирской низменности. Труды Зап. Сиб. НИГНИ, вып. 1, 1965.
9. Хитаров Н. И. и Рентгартен Е. В. К геохимии углекислоты в гранитных интрузиях. Геохимия, № 2, 1956.
10. Ушатинский И. Н., Цепелев Н. С. Комплексное литологическое изучение Усть-Балыкского месторождения. Нефтегазовая геология и геофизика. № 15, 1966.

ТЕРСИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ УГЛЕКИСЛЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД В КУЗБАССЕ

П. И. ЗЕЛЕНОВСКИЙ, Н. И. ГНЕТНЕВ

При разведке Макарьевского месторождения каменного угля в Терсинском районе Кузнецкого бассейна было обращено внимание на выходящие из скважины № 31 кисловатые на вкус и газирующие подземные воды. Проведенный химический анализ показал, что это углекислые кремнистые гидрокарбонатно-натриевые воды с минерализацией 1,7 г/л. При дальнейшей разведке Макарьевского месторождения угля углекислые воды были вскрыты скважиной № 125. Планомерные поисковые гидрогеологические исследования по выявлению наиболее перспективного участка начали проводиться с 1961 г. на площади Терсинского поднятия. По результатам поисковых работ был оконтурен участок в пределах ядра Загадной антиклинали, на котором и проводились последующие гидрогеологические исследования.

Терсинское месторождение минеральных вод расположено в центральной части Терсинского геолого-экономического района Кузнецкого бассейна. Город Новокузнецк находится от месторождения в 80 км.

В орографическом отношении район месторождения представляет собой предгорье юго-западного склона Кузнецкого Алатау с абсолютными отметками 220—700 м. Месторождение расположено в долине р. Верхней Терси, притоке р. Томи. Это типично горная река с узкой долиной, бурным (особенно в половодье) течением, резкими колебаниями уровня и расхода. В период интенсивного таяния снега расход реки составляет 450—500 м³/сек, а в период летней межени 10—20 м³/сек.

Климат района континентальный, влажный. Относительная влажность воздуха колеблется от 66 до 84%, наибольшая величина ее приходится на зимние месяцы. Среднегодовая температура воздуха по данным метеостанций г. Междуреченска и с. Кузедеево изменяется от —0,1 до +0,1%. Наиболее холодным месяцем является январь с температурой от —18,3°С до —50°С, а самым теплым июль с температурой до +37°С. Среднегодовое количество осадков для горно-таежной части района (Междуреченск) составляет 949,7 мм.

Наибольшее количество осадков приходится на летние месяцы. Преобладающее для района направление ветров восточное и юго-восточное.

В геологическом строении Терсинского района принимают участие осадочные отложения, имеющие на востоке непосредственный тектонический контакт с эффузивно-осадочной толщей девонских и каменноугольных пород Кузнецкого Алатау. Стратиграфический разрез осадочной толщи включает весь комплекс характерных для Кузбасса отложе-

ний; начиная с острогской каменноугольной свиты и кончая тарбоганской серией юрского возраста. Широким распространением пользуются диабазы мезозойского возраста, залегающие в виде пластовых залежей — силлов и секущих даек.

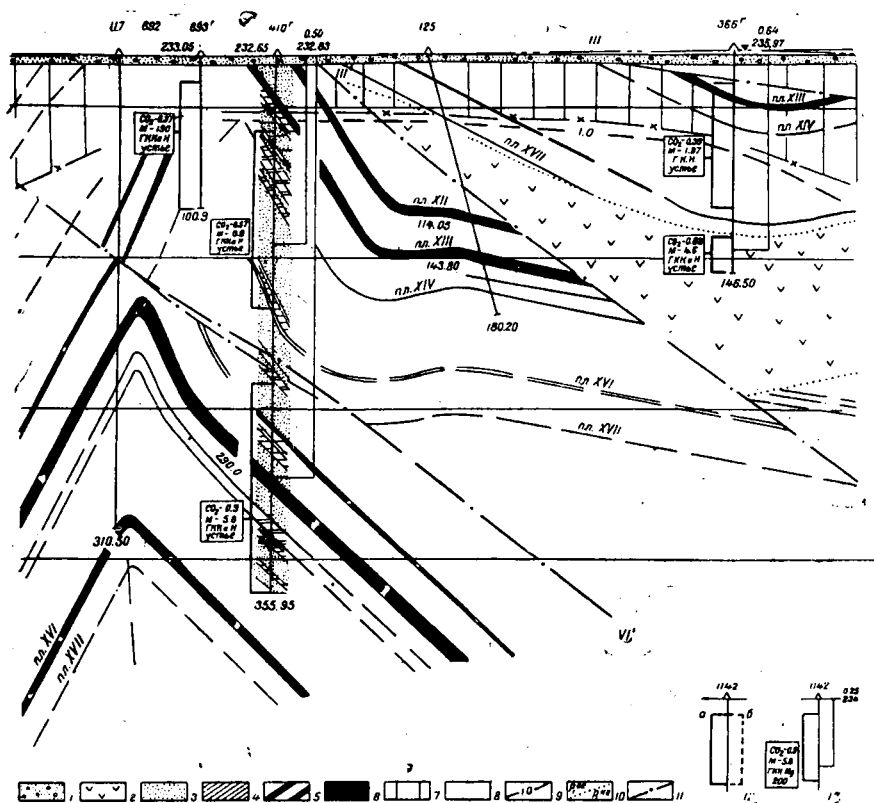


Рис. 1. Разрез по VI р. л. Загадной антиклинали

1 — гальчники; 2 — диабазы; 3 — песчаники; 4 — алевролиты; 5 — углистые породы; 6 — пласты угля; 7 — гидрокарбонатно-кальциево-магнєвые воды; 8 — гидрокарбонатно-натриевые воды; 9 — изогипсы углекислых вод по CO_2 г/л; 10 — границы свит; 11 — дизъюнктивные нарушения; 12 — интервалы гидрогеологического опробования и определения углекислоты; 13 — гидрогеологические скважины, над стрелкой в числителе — пьезометрический уровень от устья скважины, в знаменателе — абсолютная отметка его, в рамке — содержание углекислоты в г/л, м — минерализация в г/л, ГКНМg — химический состав воды; цифра внизу — глубина отбора пробы

Для района характерна продольная ориентировка структур вдоль северо-восточной границы бассейна (1). Наиболее крупными антиклинальными поднятиями являются Терсинская и Чексинская антиклинали. Обе структуры носят явно асимметричный характер с падением осевых плоскостей на северо-восток под углами $75-80^\circ$. Терсинское поднятие представляет собой сложную брахиантиклиналь. На фоне основной структурной формы отчетливо выделяется ряд крупных дополнительных антиклинальных складок: Загадная, Северотерсинская и Южнотерсинская. В тектоническом отношении месторождение приурочено к куполообразной Загадной антиклинали, вытянутой с севера на юг. На восточном крыле породы имеют падение $10-15^\circ$, а на западном — $45-85^\circ$. Структура осложнена целым рядом дизъюнктивных нарушений, наибо-

лее крупным из которых является нарушение II-II. Сместитель взброса падает на юго-восток под углами $55-60^\circ$, а амплитуда его достигает 1500—2000 м. Кроме нарушения II-II, в пределах участка установлен ряд более мелких дизъюнктивов (III-III, III'-III', VI'-VI' и др.). Все нарушения сопровождаются зонами мягких дробленых пород. Мощность таких зон достигает 70—100 м, а мощность зоны, сопровождающей нарушение II-II колеблется в пределах 150—300 м.

На площади Терсинского месторождения углекислых вод распространены три водоносных комплекса. Основными водовмещающими породами первого водоносного комплекса являются песчано-галечниковые отложения р. В. Терсь и долин более мелких логов и речек. Русловые отложения галечников не превышают 7—10 м, а по литологическому составу характеризуются большой неоднородностью, от мелкодисперсной глинистой фракции до гравия, галечника и валунника. Фильтрационные способности галечников целиком определяются содержанием в них глинистых фракций. Удельные дебиты по скважинам изменяются от 0,42 л/сек в хорошо промытых галечниках до 0,019 л/сек в заглинизированных. Режим вод гравийно-галечникового горизонта тесно связан с режимом поверхностных водотоков. Амплитуда колебаний уровня изменяется от 0,8 до 1,4 м, причем в прибрежной полосе р. Верхняя Терсь отмечаются более резкие колебания уровня грунтовых вод (1,0—1,4 м). Минимальное положение уровня приурочено к февралю—марту, а наименьшее его поднятие наблюдается во второй половине апреля—первой половине мая.

Второй водоносный комплекс включает лагунно-континентальные угленосные песчано-глинистые отложения верхнебалахонской свиты. Основными водовмещающими породами являются песчано-конгломератовые горизонты. Вследствие повышенной трещиноватости алевролитов, особенно в зоне физического выветривания, отмечается гидравлическая взаимосвязь отдельных водоносных горизонтов, приуроченных к пластам песчаников. Водообильность пород заметно уменьшается с глубиной, а также для зоны интенсивного водообмена и по мере приближения к водоразделу.

Третий водоносный комплекс представляют трещиноватые диабазы мезозойского возраста, залегающие в виде силла среди отложений балахонской серии. В замке Загадной антиклинали диабазы развиты на серию мелких надвинутых друг на друга блоков и сильно перемяты. В целом обводненность диабазов низкая, несколько увеличивается в зоне физического выветривания и зонах тектонических разломов. Величина удельного дебита по скважинам изменяется от 0,001 до 0,39 л/сек.

Глубина залегания уровня подземных вод, приуроченных к угленосным отложениям и диабазам, находится в прямой зависимости от форм рельефа местности. На водоразделах уровень подземных вод находится на глубине около 20 м. В логах и долинах водотоков превышение отметок пьезометрического уровня подземных вод над отметками дневной поверхности достигает 8,1 м (скважина № 666^г).

Режим подземных вод зоны интенсивного водообмена находится в тесной связи с местными климатическими условиями. В течение года отмечается два максимума: весенний — с середины апреля до конца мая и осенний — в сентябре-октябре. Минимумы приходятся на февраль-март и июнь-август. Амплитуда колебаний уровней воды составляет 0,7—1,0 м.

Зона интенсивного водообмена прослеживается до глубины 100—150 м и характеризуется пресными гидрокарбонатно-кальциевыми водами с минерализацией, достигающей 0,8 г/л. В пределах ядра Загадной антиклинали мощность этой зоны уменьшается до 30—40 м. Зона замедленного водообмена распространена в интервале 30—600 м, для

Химический состав минеральных вод Терсинского месторождения

Содержание в г/л	Терсинская минеральная вода № 1				Терсинская минеральная вода № 2			
	скв. 31г	скв. 666г	скв. 693г	скв. 410г	скв. 527г	скв. 520г	скв. 1011	
Катионы								
Натрий + калий	0,4688	0,43453	0,34473	1,0182	1,11255	0,7723	1,05497	
Кальций	0,0495	0,07715	0,10921	0,3246	0,28725	0,25050	0,28860	
Магний	0,0138	0,02796	0,02648	0,1060	0,7779	0,10482	0,08208	
Аммоний	0,0010	0,0017	0,0025	0,0002	0,0018	0,00556	0,00560	
Железо общ.	0,0016	0,005	0,018	0,012	0,005	0,008	0,0245	
Сумма	0,5355	0,54134	0,50152	1,4656	1,47939	1,39598	1,43025	
Анионы								
Карбонат	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	
Гидрокарбонат	1,5123	1,5243	1,36416	4,0492	3,86805	3,7759	3,9528	
Сульфат	0,0074	0,0082	0,03411	0,0126	0,00081	нет	0,00164	
Хлор	0,0059	0,00519	0,3029	0,2285	0,20967	0,14690	0,18160	
Фтор	0,004	—	—	0,0013	0,0008	0,0004	0,004	
Бор	0,008	—	—	0,007	—	0,07	0,007	
Сумма	1,5311	1,53031	1,39856	4,2903	4,07372	3,9232	4,1460	
Недиссоциированные молекулы								
Кремниевая кислота	0,082	0,054	0,49	0,105	0,072	0,074	0,1115	
Свободная углекислота	0,47	0,32	0,25	0,978	1,22	0,871	2,81	
pH	7,0	7,5	7,0	6,4	7,0	6,4	6,6	
Общая минерализация	2,0749	2,12623	1,92087	5,8494	5,6233	5,41687	5,57629	

нее характерны гидрокарбонатно-натриевые воды с минерализацией 1,0—6,6 г/л. Воды с максимальной минерализацией встречены в ядре Загадной антиклинали.

В процессе разведки месторождения углекислые воды были вскрыты 13 скважинами на глубинах от 30—40 до 400 м в зоне, имеющей в плане форму вытянутого купола (рис. 1). Проявление углекислых вод связано с призмковой сильно нарушенной зоной Загадной антиклинали, в пределах которой развиты тектонические нарушения III, III¹, VI, VI¹ и т. п. По минерализации и содержанию свободной углекислоты минеральные воды разделены на 2 группы. Первая группа углекислых вод (терсинские углекислые воды № 1) с минерализацией 1,5—3,0 г/л и содержанием свободной углекислоты от 0,5 до 1,0 г/л располагается по периферии Загадной антиклинали (таблица 1).

Ко второй группе отнесены воды с минерализацией 3—6,6 г/л и содержанием свободной углекислоты 1,0—2,8 г/л. Воды этой группы залегают в ядре Загадной антиклинали и окружены менее минерализованной и газонасыщенной минеральной водой № 1.

По физическим свойствам минеральные воды безупречны. Они прозрачны, с приятным вкусом, без запаха, с температурой на выходе 11,5—15°C.

Главными бальнеологически активными компонентами минеральной воды являются углекислота, кремниевая кислота, железо, бор. Содержание свободной углекислоты составляет 1,73—2,81 г/л, общей от 3,55 до 5,65 г/л, кремниевой кислоты от 65,0 до 111,5 мг/л, железа общего от 14,18 до 24,5 мг/л и бора от 2,0 до 7,0 мг/л.

Из микрокомпонентов в водах месторождения обнаружены медь, свинец, цинк, стронций, барий, алюминий, марганец, фтор, мышьяк. Среднее содержание отдельных микрокомпонентов в воде следующее: медь 0,1 мг/л, цинк 1,5 мг/л, свинец 0,12 мг/л, стронций 4,3 мг/л, барий 1,13 мг/л, алюминий 0,005 мг/л, фтор 1,01 мг/л, мышьяк 2,0 мг/л.

Основным газовым компонентом минеральных вод является углекислый газ, содержание которого в спонтанном состоянии изменяется от 58,6 до 92%. Содержание метана зависит от содержания углекислого газа, и в углекислых водах № 2 его содержание не превышает 4—6%. Газовый фактор вод этой группы равен 3—4,5.

При лабораторных исследованиях, проведенных в Томском научно-исследовательском институте курортологии, была обнаружена активная и разнообразная микрофлора: нитрифицирующие бактерии 1 и 2 фаз, сульфатредуцирующие бактерии, содержащиеся в количестве 1000 бактерий в 1 мл воды, интенсивность 4 балла. Денитрифицирующие бактерии, гнилостные бактерии, микробактерии, а также железобактерии содержатся в количестве 100000 в 1 мл воды, интенсивность 5 баллов.

По степени минерализации и ионному составу терсинские минеральные воды № 2 близки к водам курортов Боржоми, Саимре и Поляна (Закарпатская обл. УССР) (таблица 2).

Согласно заключениям Центрального и Томского научно-исследовательских институтов курортологии и физиотерапии минеральную воду можно использовать как для внутреннего применения при заболевании органов пищеварения, печени и желчных путей, так и наружного в виде ванн больным с сердечно-сосудистой патологией. Учитывая же значительный дефицит вод этого типа, особенно в условиях Сибири, использование их в большей мере должно быть направлено на разлив и внутреннее применение при курортно-санаторном лечении и в меньшей — для наружного применения. Маломинерализованная углекислая минеральная вода (терсинская № 1) может применяться как столовая и при профилактическом лечении.

При Прокопьевском санатории в 1967 — 1968 гг. проводилось лечение больных с желудочно-кишечными заболеваниями минеральной водой терсинская № 2. При наблюдении за больными, принимающими эту минеральную воду, установлено, что у них улучшается аппетит, исчезают боли.

Таблица 2

Ионный состав воды, г/л	Боржом	Самре	Поляна-Квасова	Терсинка скв. № 1011
Катионы				
Натрий + калий	1,5134	1,4013	3,0184	1,05497
Магний	0,0357	0,1621	0,0198	0,08208
Кальций	0,1039	0,2663	0,01194	0,28860
Железо	0,0023	0,001	0,0017	0,0245
Анионы				
Гидрокарбонат	3,9041	4,1302	7,5676	3,9528
Сульфат	0,0028	0,1008	следы	0,00164
Хлор	0,3870	0,503	0,5410	0,18160
Бром	0,0016	—	—	0,002112
Иод	0,0003	—	—	0,02
Общая минерализация	6,0	6,7	11,2	5,6
Свободная углекислота	1,2	1,5	2,4	2,8
Кремниевая кислота	—	0,0962	0,016	0,1115

Теоретический анализ и интерпретация гидрогеологических материалов, полученных при разведке Терсинского месторождения, показали, что наиболее вероятным источником образования углекислоты являются термометрические процессы и процессы метаморфизма угля и рассеянного органического вещества осадочных горных пород (3). Экспериментальными работами Бергиуса, Грехема (5) и расчетами А. К. Каримова (2) установлено, что при метаморфизме углей выделяется значительное количество углекислого газа. Образующийся углекислый газ поступает по тектоническим разломам, подновленным неотектоническими движениями, и насыщает на своем пути гидрокарбонатно-натриевые воды зоны замедленного водообмена. Насыщенная углекислотой вода становится агрессивной и переводит в раствор бальнеологически активные компоненты (кремниевую кислоту, борную кислоту, железо) и разгружается в долине р. В. Терси в ядро Западной антиклинали. Возможность же встречи углекислых минеральных вод гидрокарбонатно-натриевого состава, исходя из геолого-тектонического строения Кузнецкого бассейна, имеется в пределах антиклинальных поднятий по восточной окраине бассейна, а также в Ерунаковском и юго-восточной части Ленинского районов (3).

ЛИТЕРАТУРА

1. Белицкий А. А., Пах Э. М. Закономерности тектонического строения Кузнецкого бассейна. Сб. «Основные идеи М. А. Усова в геологии». Алма-Ата, 1960.
2. Каримов А. К. О вероятных количествах углеводородов, выделяющихся при карбонизации захороненного органического вещества. Геология нефти и газа. № 12, 1963.

3. Овчинников А. И., Рогов Г. М., Соломко Л. А. Новая область развития углекислых минеральных вод в Кузнецком бассейне. Известия ВУЗ, геология и разведка, № 11, 1964.

4. Пантелеева Е. Н. Терсинские углекислые воды в Кемеровской области. Информ. матер-лы по гидрогеологии и бальнеотехнике, минерал. вод и грязей. Вып. 4, 1961.

5. Эттингер И. Л. Газоносность ископаемых углей. М., 1966.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТАЛОВСКОГО РУДНОГО ПОЛЯ

А. П. БЕЛЯЕВ, В. В. ОЛЕЙНИКОВ

Таловское рудное поле является крайней юго-восточной частью Рубцовского рудного района, расположенного на северо-западе Рудного Алтая, в области перехода Алтайской горной системы в Кулундинскую степь, и охватывающего крупный прогиб северо-восточного крыла Алейского антиклинория — Рубцовскую синклиналь. С юга он ограничен крупным субширотным Варшавским разломом, а на северо-востоке сочленяется с Горноалтайской структурно-фациальной зоной. Южное крыло Рубцовской синклинали срезано гранитоидами Алейского массива, а северное прослеживается на северо-запад свыше 50 км. На всем протяжении оно осложнено брахиформенными складками различных порядков. Район закрыт рыхлыми кайнозойскими отложениями мощностью 50—100 м и слабо изучен. В наиболее изученной восточной части района выделено Таловское рудное поле, прослеживающееся в северо-западном направлении около 10 км и включающее Степное месторождение, Таловский рудный участок и Варшавское рудопроявление. В структурном отношении рудное поле приурочено к осложняющей северо-восточное крыло Рубцовской синклинали Степной антиклинальной складке. Ось антиклинали испытывает ундуляцию и имеет дугообразный изгиб в плане (рис. 1). Характерной особенностью рудного поля является развитие вдоль осевой части антиклинали тел субвулканических кварцевых порфиров.

Отложения среднего девона представлены верхним подъярусом живетского яруса и расчленяются на шипуновскую и давидовскую свиты.

Шипуновская свита полностью не вскрыта. Мощность ее не менее 500—600 м. Хорошо изучена лишь верхняя ее часть — верхнешипуновская подсвита, сложенная преимущественно осадочными породами. В нижней части подсвиты наблюдаются прослои андезитовых порфиров и их туфов. Выше этой «порфиритовой» пачки залегает монотонная пачка алевропелитов, и лишь в верхней части разреза появляется один, иногда два горизонта лав и лавобрекчий кварцевых порфиров мощностью до 60 м. Лавы нередко разделяются на несколько тел, перемежающихся туфами или брекчиями. В лежачем боку лав и лавобрекчий залегают 2—3 маломощных прослоя туффитов. Шипуновская свита венчается горизонтом черных алевропелитов мощностью 10—35 м с маломощными прослоями слоистых туфов.

Давидовская свита согласно залегает на шипуновской и представляет серию потоков и покровов эффузивно-пирокластических образо-

ваний кислого состава. В основании свиты залегает горизонт слоистых туфов. На восточном фланге он сложен преимущественно тонкообломочными кристалловитрокластическими и витрокластическими разностями с частыми прослоями алевропелитов и кремней мощностью

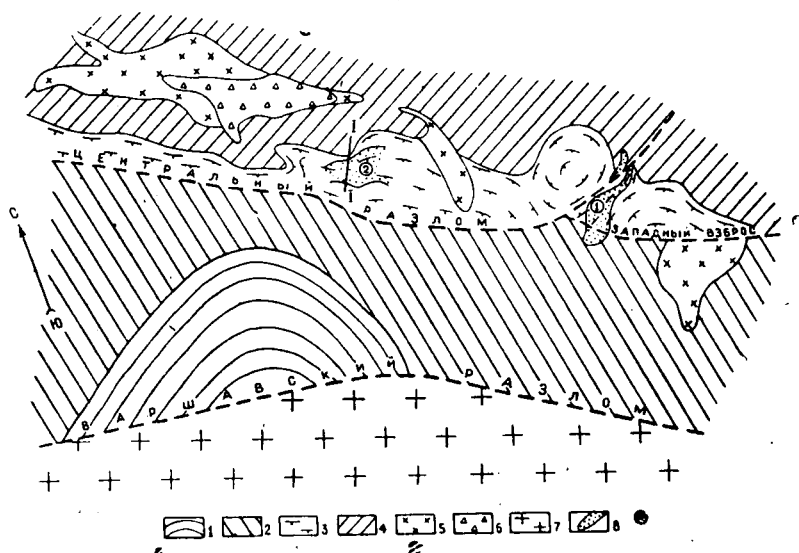


Рис. 1. Геолого-структурная схема восточной части Таловского рудного поля

1 — отложения карбона; 2 — нерасчлененные осадочно-вулканогенные отложения среднего и верхнего девона; 3 — вулканогенные образования давидовской свиты; 4 — вулканогенно-осадочные отложения шипуновской свиты; 5 — субвулканические кварцевые порфиры; 6 — эруптивная брекчия; 7 — гранитоиды; 8 — контур месторождений: 1 — Степного месторождения, 2 — Таловского участка.

10—30 см. На западном фланге преобладают более грубообломочные туфы и туфобрекчии, состоящие из обломков кварцевых фельзит-порфиров и дацитовых порфиров. Выше залегает пачка лав и лавобрекчий кварцевых порфиров мощностью 40—50 м. Она перекрывается толщей (150—300 м) лавобрекчий дацитовых порфиров и их туфов. Общая мощность давидовской свиты 250—450 м.

Южнее Центрального разлома преобладают вулканогенно-осадочные отложения верхнего девона. Возраст их установлен по фауне из линз известняков, встречающихся среди осадочных пород. Венчают разрез песчано-глинистые отложения карбона. Слабая изученность южной части рудного поля не позволяет детально расчленить отложения верхнего девона и карбона. Достоверно не установлена также и граница среднего и верхнего девона.

Магматические породы широко развиты в осевой части Алейского антиклинория, в 1,5—2 км к югу от Таловского рудного поля. Они представлены гранитоидами змеиногорского (тельбесского?) комплекса. По Варшавскому разлому гранитоидный массив, по-видимому, надвинут на девонские и карбоновые образования Рубцовской синклинали.

В рудном поле развиты субвулканические тела кварцевых и дацитовых порфиров и эруптивные брекчии жерловой фации. Жильные образования образуют сложноветвящуюся дайку диабазовых порфиров, приуроченную к пострудному надвику на западном фланге Степного месторождения (рис. 1).

Субвулканические образования прорывают вулканогенно-осадочные отложения шипуновской и давыдовской свит. Контактные воздействия их на вмещающие породы незначительны и выражаются в осветлении и слабом окремнении на первых метрах от контакта. Форма субвулканических порфировых тел сложная. У линейновытянутых тел продольная ось обычно совпадает с общим простираем вмещающих пород. В вертикальном разрезе они имеют часто форму даек.

Образования жерловой фации встречены только в северо-западной части рудного поля, в лежащем боку рудной зоны Таловского участка, и являются пока единственной находкой подобных образований в районе.

Тело брекчий залегает среди субвулканических порфиров. В плане оно имеет вытянутую в северо-западном направлении форму с размерами продольной и поперечной оси соответственно 1800 и 600 м. В разрезе — это крутопадающее плитообразное тело с небольшими апофизмами в висячий и лежащий бока.

Брекчия состоит из обломков различной формы и размеров дацитовых порфиров, полосчатых кварцевых фельзит-порфиров и в меньшем количестве кремнистых пород. Наблюдается изменение состава цементирующего материала с глубиной. Вблизи эрозионного среза цементом является кварцевый фельзит-порфир, а на более глубоких горизонтах он постепенно сменяется дацитовым порфиром. Нередки случаи, когда цемент представлен серицит-хлоритовым материалом. Характерной особенностью этих брекчий является довольно интенсивная гидротермальная проработка обломков и особенно цемента, выразившаяся в окварцевании, хлоритизации, карбонатизации и пиритизации. Часто встречаются гнезда и прожилки сульфидов меди, свинца и цинка. Имеющиеся материалы позволяют считать тело брекчий жерлом палеовулкана. При этом значительная гидротермальная проработка пород жерла и общая их повышенная минерализация (участками они несут сульфиды с промышленным содержанием меди, свинца и цинка) позволяют также считать его каналом выхода гидротермальных растворов в заключительную стадию вулканического процесса.

Структура Таловского участка изучена недостаточно. Как и на Степном месторождении, здесь отчетливо устанавливается ведущая роль в рудолокализации дополнительных складок. Размах крыльев складок составляет 250—300 м, углы падения колеблются от 30° до 70° (рис. 2). Крупных разрывных нарушений на участке не установлено. Основная разрывная структура рудного поля — Центральный разлом расположен в 200—300 м южнее. Отчетливо выражена лишь зона срыва и расланцевания на крыльях складок на границе различных по литологическому составу шипуновской и давыдовской свит.

Рудная зона Таловского участка, как и Степного месторождения, приурочена к верхней пачке шипуновской свиты, вблизи контакта ее с эффузивно-пирокластическими образованиями давыдовской свиты. Рудовмещающая пачка характеризуется чередованием глинисто-кремнистых алевропелитов и вулканогенных образований. Рудные тела часто залегают в лежащем боку тел лавобрекчий кварцевых порфиров согласно с вмещающими породами. При этом висячий бок сложен обычно сливными или богатыми вкрапленными рудами, а лежащий прожилковыми (штокверковыми).

На месторождении устанавливается вертикальная зональность гидротермальных новообразований. Верхняя часть метасоматической зоны подверглась карбонатизации, охватывающей туфы кварцевых порфиров в основании давыдовской свиты. Ниже, непосредственно над рудными телами, породы интенсивно серицитизированы и в меньшей

степени окварцеваны и хлоритизированы, отмечается рассеянная вкрапленность и прожилки сульфидов. Непосредственно над рудами развит узкий (1—5 м) ореол кварцитов. В лежащем боку рудной зоны наблю-

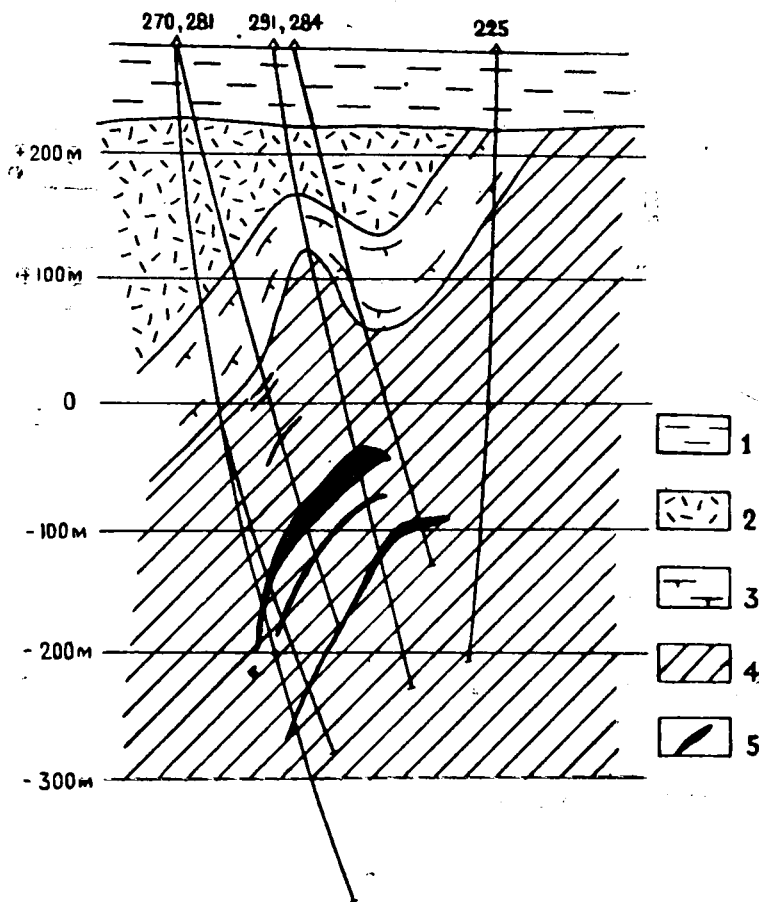


Рис. 2. Разрез 1—1 Таловского участка
1 — рыхлые отложения; 2 — лавобрекчии кварцевых порфиров давидовской свиты; 3 — слоистые туфы кварцевых порфиров давидовской свиты; 4 — вулканогенно-осадочные отложения шипуновской свиты; 5 — рудные тела.

дается мощный ореол кварцитов с рассеянной прожилково-вкрапленной сульфидной минерализацией. Гидротермальный ореол вокруг отдельных рудных тел в общих чертах повторяет строение зоны в целом — висячем боку развита серицитизация и в меньшей степени окварцевание, под рудой — кварциты.

Руды по составу полиметаллические с соотношением средних содержаний меди, свинца и цинка 1 : 2 : 5. В лежащем боку рудной зоны увеличивается содержание меди. Основными рудными минералами являются сфалерит, галенит, халькопирит и пирит. По текстурно-структурным признакам преобладают массивные сливные тонкозернистые руды. Меньше распространены руды брекчиевидной текстуры и значительно меньше прожилковые. Последние, как правило, отмечаются в лежащем боку рудных тел и на выклинивании их по падению и восстанию.

Рудная зона Таловского участка скрыто-погребенная. Как показали результаты работ, наземные геофизические электрические методы здесь при мощности рыхлых отложений около 100 м являются малоэффективными. Однако участок уже на первой стадии поисков отмечился первичным ореолом рассеяния меди, свинца и цинка по керну картировочных и структурных скважин. Наиболее интенсивной геохимической аномалией отметились минерализованные тела субвулканических порфиров и брекчий. Как было установлено позднее, они также фиксируются обширной отрицательной аномалией естественного поля, измеряемого в картировочных скважинах. Размеры указанных тел в несколько раз превышают контур промышленных руд, поэтому первоначально поиски в пределах геохимической аномалии не приносили успеха. И лишь проходка глубоких поисково-структурных скважин на более широкой площади дала положительные результаты.

Таловский участок расположен в 2,5 км от Степного месторождения. Единая геолого-структурная позиция их, наличие геохимических и геофизических аномалий на площади между ними значительно повышают перспективы рудного поля. Не исключено, что они являются участками единого месторождения. Промышленные руды на Таловском участке прослежены по простиранию на 500 м и по падению на 200—300 м без выклинивания. К западу от границы промышленных руд рудная зона с бедными рудами прослежена одиночными скважинами на 600 м и также не оконтурена. Далее к западу площадь изучена очень слабо, хотя в 5 км здесь известно Варшавское рудопроявление.

Для успешного продолжения поисковых работ западнее Таловского участка в ближайшие годы необходимо провести глубинное детальное картирование палеозойского фундамента с комплексом геофизических и геохимических скважинных методов.

ЛИТЕРАТУРА

Беляев А. П. О поисках слепых месторождений в закрытых районах. Разведка и охрана недр, № 8, 1962.

Беляев А. П. Геолого-структурные особенности Степного полиметаллического месторождения. Новые данные по геологии и полезным ископаемым, вып. 2, 1967.

НЕКОТОРЫЕ ЧЕРТЫ СТРОЕНИЯ ПЛАТФОРМЕННЫХ СТРУКТУР ЮЖНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ И ОЦЕНКА ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В. В. ГРЕБЕНЮК, М. Н. ПТИЦЫНА, И. Ф. ШАМШИКОВ, Н. С. ЭЙХЕНВАЛЬД

Геологическое строение южной части Западно-Сибирской плиты и перспективы ее нефтегазоносности применительно к конкретным локальным поднятиям рассмотрены в ряде статей (1).

В настоящей работе освещены вопросы тектонического развития локальных платформенных структур, расположенных на территории Новосибирской и Омской областей, и дана оценка их нефтегазоносности с точки зрения структурно-тектонического фактора.

Основным объектом исследований при ведении нефтегазопромысловых работ являются локальные поднятия, представляющие собой ловушки для нефти и газа. В пределах рассматриваемой территории подготовлено к бурению 43 локальных поднятия, из которых 25 разбурены или находятся в бурении.

Авторами проанализированы материалы по 36 локальным поднятиям, детально исследованным сейсморазведкой. В статье приводятся характеристики, составленные на основании изучения структурных планов по основным отражающим горизонтам: гипсометрическое положение, линейные размеры, площадь, амплитуда, простираие и вытянутость.

Проведенный анализ позволил в пределах южной части Западно-Сибирской плиты выделить локальные поднятия двух типов.

К первому типу относятся структуры, сохраняющие антиклинальное строение по всему разрезу платформенного чехла, или «сквозные». Среди этих структур различаются: а) структуры с заметным смещением свода вверх по разрезу и б) структуры без заметного смещения свода.

Второй тип представляют структуры, переходящие вверх по разрезу платформенного чехла в моноклинали и структурные мысы. Среди структур второго типа выделяются: а) структуры, переходящие в моноклинали или структурные мысы в отложениях верхнего мела, и б) структуры, переходящие в моноклинали или структурные мысы в отложениях нижнего мела.

Выделенные типы локальных поднятий территориально обособляются в две крупные зоны (рис. 1).

Локальные поднятия первого типа размещаются преимущественно в западной части территории, приурочиваясь к крупным структурам внутренней (погруженной) области Западно-Сибирской плиты.

Локальные поднятия второго типа отмечены в основном в восточной части территории, тяготея к положительным структурам I и II порядка, примыкающим к внешнему поясу Западно-Сибирской плиты.

Часть локальных поднятий не отнесена к какому-либо из выдержанных типов из-за относительно слабой изученности их по верхним горизонтам. Эти структуры предполагаются по всей территории, не нарушая установленной закономерности.

Отмеченная закономерность размещения локальных поднятий позволяет высказать предположения о возможном диапазоне нефтегазонасности структур каждой зоны. Так, в западной зоне, где размещены преимущественно сквозные структуры, продуктивными при прочих благоприятных условиях могут явиться отложения как юры, так и мела. В восточной зоне, где размещены структуры II типа, перспективными являются лишь отложения юры и неокома, что подтверждается открытием месторождений в пределах Межовского свода. Что касается локальных поднятий, переходящих в моноклинали или структурные мысы в отложениях нижнего мела, то последние представляют интерес как ловушки только для отложений юры и, возможно, низов валанжина.

Локальные поднятия, как правило, приурочены к более крупным структурным формам как II (валы, куполовидные поднятия), так и I (мегавалы, своды) порядка. Последние, являясь основными областями нефтегазонакопления, контролируют нефтегазонасность локальных поднятий.

Ниже приводится характеристика строения некоторых структур первого порядка.

Верхнедемьянский мегавал в пределах рассматриваемой территории включает в себя две структуры II порядка — Туйский и выделенный авторами в 1966 г. Баклянский валы. На площади этих структур находятся Туйское, Кулайское и Баклянское поднятия, разведанные глубоким бурением. Бурение скважин на первых двух поднятиях, расположенных в присводовой части Туйского вала и имеющих сходное между собой геологическое строение, дало отрицательные результаты. На Баклянском поднятии, расположенном на юго-восточном замыкании одноименного вала из юрских отложений был получен приток нефти дебитом 1,5 т/сутки.

При сопоставлении указанных локальных поднятий можно отметить различия в их строении. Первые два, гипсометрически наиболее приподнятые, в сводовых частях почти лишены отложений нижней и средней юры. Баклянское поднятие, расположенное гипсометрически ниже других, характеризуется нормальным для подобных структур разрезом ниже-среднеюрских отложений. Следовательно, наиболее перспективными по структурным условиям являются локальные поднятия Баклянского вала, а также поднятия, расположенные на склонах Верхнедемьянского мегавала и, в первую очередь, на его северо-восточном склоне, обращенном в сторону Нюрольской впадины. Это предположение подтверждается открытием нефтяного месторождения на Моисеевском поднятии, расположенном в южной, относительно погруженной части Каймысовского свода (5).

Поэтому на территории Верхнедемьянского мегавала рекомендуется проведение детальных поисков с последующим вводом в бурение наилучших локальных поднятий в пределах склонов рассматриваемого мегавала.

Пологрудовский мегавал включает в себя три структуры II порядка: Нововасильевское и Новологиновское куполовидные поднятия и Ивановский вал. Почти все локальные поднятия, выявленные на площади Пологрудовского мегавала, относятся к сквозному типу структур.

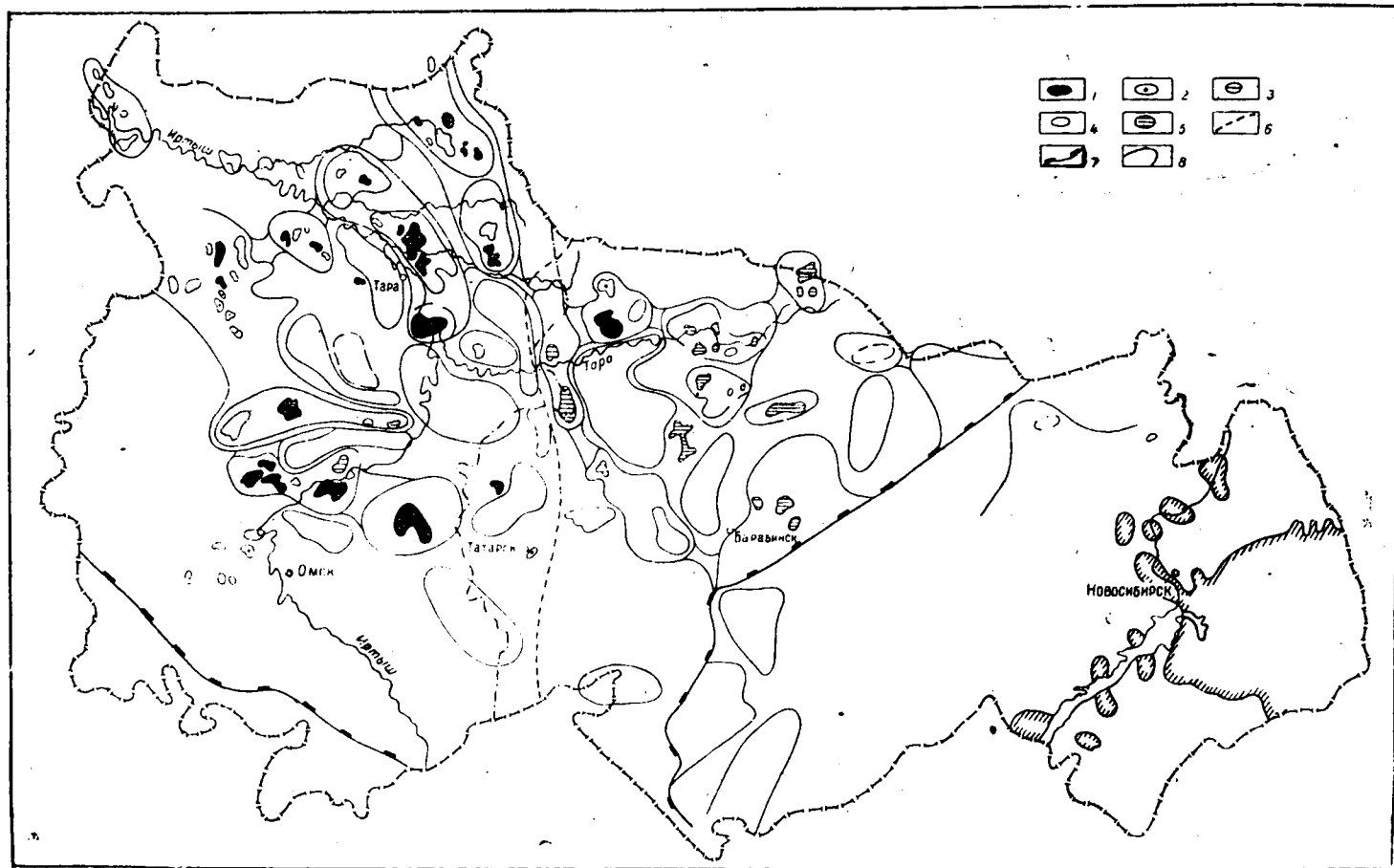


Рис. 1. Размещение различных типов локальных поднятий на территории Новосибирской и Омской областей. Локальные поднятия, сохраняющие антиклинальное строение по всему разрезу платформенного чехла: 1 — без заметного смещения свода; 2 — с заметным смещением свода. Локальные поднятия, переходящие вверх по разрезу платформенного чехла в моноклинали или структурные носы: 3 — в отложениях нижнего мела; 4 — в отложениях верхнего мела; 5 — локальные поднятия недостаточно изученные; 6 — граница размещения различных типов локальных поднятий; 7 — граница внешнего пояса и внутренней области; 8 — контуры крупных и средних тектонических структур.

В пределах каждой структуры II порядка разбурено по одному наиболее крупному и резко выраженному локальному поднятию. Все пробуренные скважины расположены в оптимальных структурных условиях.

Прямых признаков нефтегазоносности не получено. Поэтому перспективность поднятий, расположенных в осевой части мегавала, представляется невысокой. Дальнейшее направление работ должно быть связано с оценкой его склонов.

Завьяловское куполовидное поднятие расположено на границе Ханты-Мансийской и Омской впадин. В его пределах выявлено 4 локальных поднятия, два из которых (Чебаклинское и Завьяловское) детально изучены сейсморазведкой. Завьяловское поднятие разведано глубоким бурением.

Все поднятия характеризуются сходными условиями развития и отличаются только размерами, ориентировкой и интенсивностью роста. Для них характерно совпадение структурных планов снизу доверху с постепенным затуханием амплитуд в палеогене. Наиболее крупным и морфологически выраженным является Завьяловское поднятие, однако в связи с отрицательными результатами бурения этой структуры перспективы остальных поднятий также весьма сомнительны.

Старосолдатский мегавал в региональном плане изучен весьма слабо. Большинство исследованных локальных поднятий располагается в присводовой части мегавала и по характеру развития относится к типу «сквозных» структур и имеет одинаковое строение, отличаясь лишь стратиграфическим объемом выклинивающихся толщ.

Из всех известных в пределах мегавала структур разбурена только Чебурлинская. Нефтегазоносных залежей в разрезе структуры не обнаружено. Однако по одной изученной бурением структуре давать оценку всему мегавалу было бы не вполне обоснованно. Для более достоверной оценки перспективности структур, располагающихся в осевой части мегавала, необходимо проверить бурением Крюковское и Семиозерное локальные поднятия.

Для изучения склонов мегавала в пределах зоны выклинивания юрских отложений, представляющих особый интерес, целесообразна постановка площадных сейсморазведочных работ вдоль северо-восточного склона мегавала.

Георгиевский вал детально изучен сейсморазведкой. В его пределах выделено две обособленные группы поднятий: Саргатская и Георгиевская. В первую группу входят Преображенское, Михайловское, Новопокровское и Восточно-андреевское, во вторую.— Андреевское, Георгиевское и Богдановское.

В первой группе глубоким бурением исследованы Михайловское и Новопокровское поднятия; во второй — Георгиевское. Скважины, пробуренные в пределах структур первой группы, в структурном отношении располагаются за пределами сводовых частей поднятий. Все скважины дали отрицательные результаты.

Во второй группе наиболее крупным и заслуживающим изучения является Георгиевское поднятие. Оно выделяется величиной амплитуды по отложениям сеномана (превышающей 40 м). Скважина располагается вблизи свода поднятия.

В процессе бурения наблюдалось кратковременное фонтанирование горючего газа и сильное разгазирование бурового раствора. Однако испытание скважины по техническим причинам не проводилось. Оценка нефтеперспективности всей группы поднятий будет сделана после испытания последующих скважин.

Воробьевский вал исследован недостаточно. В его пределах изучены Воробьевское и Сергеевское поднятия, располагающиеся по оси вала.

По характеру своего развития оба поднятия относятся к структурам, раскрывающимся в верхнемеловое время.

В пределах Убинского выступа выявлены Константиновское, Новокрасновское, Горбуновское локальные поднятия. Последнее детально изучено сейсморазведкой. В его сводовой части пробурена одна скважина, на основании которой установлено, что в своде этого поднятия отсутствуют отложения нижней и средней юры. Отсутствие в сводовых частях не только юрских, но частично валанжина характерно, вероятно, для Константиновского и Новокрасновского поднятий, своды которых по поверхности фундамента расположены гипсометрически выше Горбуновского. Отсутствие прямых признаков нефти и газа в Горбуновской скважине свидетельствует о малой перспективности меловых и верхнеюрских осадков.

Неизученными остаются отложения нижней и средней юры, в которых на склонах выступа могут встретиться литологически экранированные залежи.

Межовский свод в своей центральной части изучен как сейсморазведкой, так и глубоким бурением. Здесь доказана промышленная нефтегазоносность ряда осложняющих его локальных поднятий. Однако крупных сводовых залежей не обнаружено, что объясняется сложным блоковым строением структур и выклиниванием наиболее перспективных отложений тюменской и васюганской свит. Из поднятий, расположенных на погружении Межовского свода и не осложненных (или слабо осложненных) разрывными нарушениями, разбурено только одно — Бергульское, где получены прямые признаки нефти.

Заслуживает изучения Витинское поднятие, где имеются наибольшей мощности нижне-, среднеюрские отложения в своде и поднятие не осложнено разрывными нарушениями.

Межовский свод является высокоперспективным регионом, а поэтому в его пределах целесообразно продолжить геолого-геофизические исследования.

Красногорское и Новотроицкое локальные поднятия располагаются в одинаковых структурно-тектонических условиях и тяготеют к прогибу, отделяющему Межовский свод от Убинского выступа, и поэтому рассматриваются обособленно вне связи со структурой более высокого порядка. Именно эта обособленность представляется интересной, т. к. такого типа структуры почти не вводились еще в бурение. Оба локальных поднятия активно развивались вплоть до верхнемелового времени. В верхнем меле интенсивность роста последних становится соизмеримой с амплитудой регионального подъема и поэтому они раскрываются.

Красногорское поднятие является приразломным, поскольку по юго-западной его периклинали проходит Большеюганский глубинный разлом и этому же направлению подчинена ось структуры. Поднятие детально исследовано геофизическими методами, но в бурение не введено. У Новотроицкого поднятия недостаточно изучено восточное замыкание, однако структура морфологически выражена резко и представляет несомненный интерес в нефтегазоносном отношении.

Барабинско-Пихтовская моноклираль. Оценка перспектив нефтегазоносности северо-западного погружения Томь-Колыванской складчатой области затруднена из-за недостаточной изученности ее. Здесь лишь в самых общих чертах исследовано региональное геологическое строение и выявлено два поднятия: Пихтовское и Песочно-Дубровское. Пихтовское поднятие не оконтурено полностью, и глубокая скважина пробурена за пределами вероятных контуров структуры. Песочно-Дубровское поднятие, достаточно детально изученное сейсморазведкой, имеет очень малые размеры и незначительную амплитуду. Поднятие прослежено

только по горизонту IIa, поэтому судить о характере его развития не представляется возможным. Скважины, пробуренные на структуре, заложены в оптимальных структурных условиях.

Имеющийся фактический материал по этому району позволяет положительно оценивать перспективы его нефтегазоносности. Так, палеозойский фундамент здесь очень резко погружается под платформенный чехол, и на протяжении всего мезозоя и кайнозоя регион представлял собой область накопления осадков прибрежно-морских, лагунных и континентальных фаций, отлагавшихся в обстановке постоянного смещения береговой линии бассейна. Осадки характеризуются наличием как хороших коллекторов, так и надежных глинистых покровов. В такой тектонической обстановке могли возникать различные типы ловушек.

Данные, полученные при бурении скважин на обеих площадях, свидетельствуют о благоприятной гидрохимической обстановке этого района. В частности, при бурении Пихтовской скважины, была вскрыта 650-метровая толща меловых и верхнеюрских морских отложений. Испытание одного из песчаных горизонтов юры дало слабый приток соленой воды с растворенным газом. Вода хлор-кальциевого типа с минерализацией около 12 г/л. Из отложений готерив-баррема приток воды того же типа достигал 100 м³/сек при минерализации 11 г/л. В газе этого горизонта отмечено 31% метана и 1,2% тяжелых углеводородов.

Следовательно, в пределах Томь-Колыванской складчатой зоны имеются благоприятные предпосылки на поиски нефтегазоносных структур. С этой целью в районе необходимо провести рекогносцировочные сейсмические исследования по следующим основным направлениям:

Изучить региональное строение этого района с целью выяснения вопроса о наличии прогиба к юго-востоку от линии Пихтовка — Песочно-Дубровка и подтверждения выделенного здесь в 1959 г. Шегарского вала (6).

Провести поиски локальных структур в области регионального погружения, рост которых проходил более интенсивно, чем формирование регионального наклона, поэтому здесь могли сформироваться закрытые ловушки нефти и газа.

Изучить области регионального выклинивания ниже-среднеюрских отложений, с которыми могут быть связаны литологически выклинивающиеся залежи.

На основании имеющихся материалов возможно сделать следующие выводы.

1. Анализ современной морфологии локальных структур по различным стратиграфическим горизонтам свидетельствует о том, что строение локальных поднятий подчинено определенной закономерности, обусловленной историей тектонической жизни района. Эта закономерность сводится к существованию определенных типов локальных структур, среди которых выделяется два типа: структуры, сохраняющие антиклинальное строение по всему разрезу платформенного чехла, и структуры, переходящие вверх по разрезу в моноклинали.

2. Площадное распространение различных типов структур подчинено особенностям регионального тектонического строения южной части Западно-Сибирской плиты. В частности, структуры первого типа расположены, в основном, в районах, тяготеющих к внутренней (погруженной) области плиты, а структуры второго типа тяготеют к районам, примыкающим к внешнему поясу плиты.

3. Выявленные закономерности строения и площадного распространения локальных поднятий дают возможность оценивать стратиграфический диапазон перспектив нефтегазоносности отдельных поднятий,

а также целых районов с точки зрения структурно-тектонического фактора.

По имеющимся материалам наибольший интерес для поисков нефтегазоносных структур представляют Межовский свод и его склоны, прибортовые части Старосолдатского мегавала, возможные приподнятые области в пределах Тарско-Муромцевского прогиба и северо-западное погружение Барабинско-Пихтовской моноклинали. В этих районах рекомендуется сосредоточить сейсморазведочные работы.

4. На основании анализа и комплексной интерпретации имеющихся данных по тектонике с учетом результатов бурения южные районы плиты следует относить к перспективным, но недостаточно изученным. В этом районе в настоящее время имеется более 20 выявленных структур. Однако большая часть из них требует дополнительных сейсмических исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Проблемы нефтегазоносности южной части Западно-Сибирской низменности. Сборник статей. Томск, 1966.
 2. Гурари Ф. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Труды СНИИГГИМС, вып. 3. 1959.
 3. Нестеров И. И. Генезис и история формирования структур Березовского района Западно-Сибирской низменности. Труды СНИИГГИМС, вып. 17, 1961.
 4. Гребенюк В. В., Запивалов Н. П., Звягина Т. А. и др. Геология и нефтегазоносность Обь-Иртышского междуречья. Томск, 1965.
 5. Шпильман К. А., Гребенюк В. В., Розин А. А. и др. К вопросу оценки перспектив нефтегазоносности южной части Западно-Сибирской низменности. Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. Вып. 1, Томск, 1966.
 7. Эйхенвальд Н. С. Некоторые особенности геологического строения северо-западного погружения Томь-Колыванской складчатой зоны. Труды СНИИГГИМС, вып. 1, 1959.
-

МЕТАМОРФИЗМ УГЛЕЙ ОЛЬЖЕРАССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В. Ф. ДОБРОНРАВОВ

Томь-Усинский угленосный район расположен в юго-восточной части Кузбасса. Ольжерасское месторождение лежит на правом берегу р. Усы и занимает часть Западного моноклинала, протяженностью около 13 км, сложенного верхнебалахонской свитой. Детально изучен метаморфизм отложений усятской и кемеровской подсистем, имеющих мощность 250—270 м и отличающихся высокой угленосностью — 16—19%. Они перекрываются осадками кузнецкой свиты. Мощность безугольной толщи от пласта I балахонской серии до пласта I кольчугинской серии 740 м. В залегающих стратиграфически выше ильинской и ерунаковской свитах находится Распадское месторождение. На породах ильинской и ерунаковской свит с угловым несогласием залегает конгломератовая свита юры.

На Ольжерасском месторождении слои падают на северо-запад под углом от 6 до 25°. Моноклинальное залегание местами осложняется мелкими складками и разрывными нарушениями, имеющими сравнительно небольшую амплитуду (40—70 м).

Угли всех пластов месторождения относятся к коксовым и находятся на стадиях метаморфизма IV_1 — IV_3 . Верхние горизонты пластов отрабатываются шахтами Томь-Усинскими 1—2 и 5—6.

Глубокие горизонты месторождения разведывались в 1962—1966 гг. Полученные при этом данные, а также материалы опробования углей из действующих шахт, разведочных штолен и уклонов позволили установить некоторые закономерности метаморфизма углей месторождения на основе реконструкции палеогеотермических условий угленосных отложений.

При изучении поля метаморфизма углей в основном использовался показатель $V_{2,18}$ (выход летучих веществ), пересчитанный на витринит определенного генетического типа. Основой пересчета явились графики взаимосвязи выхода летучих веществ, толщины пластического слоя и содержания плавких компонентов (3). Расчет показателя $V_{2,18}$ по данным анализов проб производится в следующем порядке (рис. 1):

1. Устранялось влияние минеральных примесей. Значения Y и V пересчитываются на органическую массу.

2. Устранялось влияние вторичного окисления. Нанесенная на график (рис. 1) по $V_{орг}$ и $Y_{орг}$ точка перемещается под углом α_0 к оси $Y_{орг}$ (в нашем случае $\alpha_0 = 10^\circ$) до изолинии $\Sigma PK_{орг}$, определенных в данной пробе.

3. Устранялось влияние петрографического состава. Точка перемещается на графике под углом α до генетической линии.

4. Устранялось влияние степени восстановленности. Точка перемещается под углом γ до генетической линии с $K_1 = 2,18$. Здесь находится значение показателя $V_{2,18}$.

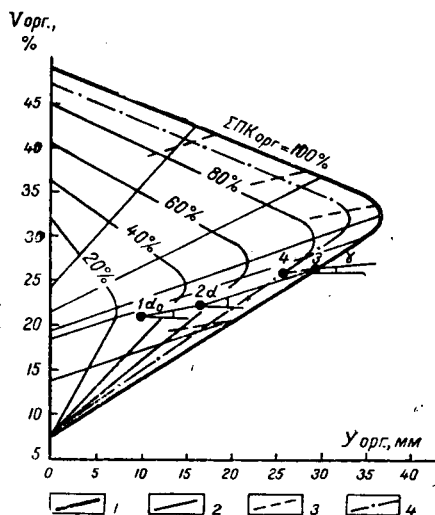


Рис. 1. График взаимосвязи показателей качества для углей кемеровской подсвиты Томь-Усинского района

1 — изолинии содержания плавких компонентов в органической массе; 2 — изолинии метаморфизма при изменении петрографического состава угля; 3 — изолинии метаморфизма при изменении восстановленности витринита; 4 — генетическая линия с $K_r = 2,18$, на которой находится значение показателя метаморфизма $V_{2,18}$

носа тепла движущимися водами и газами оказывает небольшое влияние. Для максимального его исключения при расчетах замеры температур по скважинам принимались с глубины 100—200 м.

В залегающей полого-моноклинально толще тепловой поток Q практически одинаков как в разных частях площади месторождения, так и в разных стратиграфических интервалах. Это позволяет рассчитать градиенты отдельно для углей, алевролитов и песчаников. Введем следующие обозначения: λ_a — коэффициент теплопроводности алевролитов поперек наслоения, ккал/м час. град ;

λ_n — для песчаников;

λ_y — для углей;

Q — тепловой поток, $\text{ккал/м}^2 \text{ час}$;

$\Gamma_n, \Gamma_a, \Gamma_y$ — соответствующие градиенты, $^{\circ}\text{C/м}$;

$\lambda_{\text{пор}}$ — коэффициент теплопроводности поперек наслоения толщи, сложенной алевролитами и песчаниками;

$\Gamma_{\text{пор}}$ — градиент температуры поперек наслоения в безугольной толще, $^{\circ}\text{C/м}$. На градиенты влияет угол падения пород, но в нашем случае углы не превышают 10° , и их влиянием можно пренебречь;

a — содержание алевролитов в породах, доли единицы;

p — угленосность, доли единицы.

Геотермические расчеты

Замеренная в глубоких скважинах температура во всех случаях изменяется с глубиной неравномерно: в верхних безугольных горизонтах кузнецкой свиты градиент температуры относительно невелик, в угленосной толще он в 2—2,5 раза больше. Увеличение градиента в более насыщенных толщах отмечается и в других районах (7). Основной причиной этого, вероятно, является меньшая теплопроводность углей в сравнении с вмещающими породами. Так, согласно справочнику коэффициенты теплопроводности поперек наслоения для угля $\lambda_y = 0,176$, для песчаника $\lambda_n = 1,84$ и для алевролита $\lambda_a = 1,18 \text{ ккал/м час. град}$ (9).

Благодаря невысокой тектонической нарушенности отложенный месторождения фактор пере-

Нетрудно показать, что

$$\Gamma_{\text{пор}} = a (\Gamma_a - \Gamma_n) + \Gamma_n. \quad (1)$$

Поскольку Γ_a и Γ_n постоянны, между градиентом в породах и содержанием алевролитов связь линейная. Это и подтверждается результатами расчета градиентов температуры в безугольных горизонтах с разным содержанием алевролитов (табл. 1).

По графику зависимости $\Gamma_{\text{пор}}$ от a находим:

$$\Gamma_a = 0,0266 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{м} \text{ и } \Gamma_n = 0,0174 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{м}.$$

Таким образом, градиент в породах в поперечном направлении равен:

$$\Gamma_{\text{пор}} = 0,0174 + 0,0092 a. \quad (2)$$

Далее определим градиент температуры в угле.

Таблица 1

Расчет средних значений геотермических градиентов для пород с различным содержанием алевролитов

Показатели	Един. измерения	Содержание алевролитов, доли единицы		
		0—0,20	0,21—0,60	0,61—1,0
Количество скважин	шт.	5	11	7
Количество интервалов	шт.	5		
Суммарная мощность интервалов	м	1230	4710	810
Суммарная мощность алевролитов	м	116	1393	620
Суммарная разность температур (Δt)	$^\circ\text{C}$	22,5	94,2	19,8
Среднее содержание алевролитов	доли единицы	0,094	0,296	0,765
Средний геотермический градиент ($\Gamma_{\text{пор}}$)	$^\circ\text{C}/\text{м}$	0,0183	0,020	0,0245

По аналогии с формулой (1) можно написать:

$$\Gamma_{\text{уг. т}} = p (\Gamma_y - \Gamma_{\text{пор}}) + \Gamma_{\text{пор}}, \quad (3)$$

где $\Gamma_{\text{уг. т}}$ — градиент температуры в угленосной толще, $^\circ\text{C}/\text{м}$;

p — угленосность, доли единицы.

Отсюда

$$\Gamma_y = \frac{\Gamma_{\text{уг. т}} - \Gamma_{\text{пор}} (1 - p)}{p}. \quad (4)$$

По скважинам на основании формулы (4) было рассчитано значение Γ_y . При этом $\Gamma_{\text{пор}}$ определялось по формуле (2). Значение Γ_y колеблется от 0,127 до 0,201 $^\circ\text{C}/\text{м}$. Среднее значение градиента температуры в угле $\Gamma_y = 0,159 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{м}$.

Известно, что $Q = \Gamma \cdot \lambda$.

Исходя из определенных для условий Донбасса коэффициентов теплопроводности пород и углей, получаем среднее значение теплового потока на месторождении $Q = 0,032 \text{ ккал}/\text{м}^2 \text{ час}$.

При этом для условий месторождения коэффициенты теплопроводности поперек наслоения получают следующие значения:

$$\lambda_a = \frac{0,032}{0,0266} = 1,2$$

$$\lambda_n = \frac{0,032}{0,0174} = 1,84$$

$$\lambda_y = \frac{0,032}{0,159} = 0,20 \text{ ккал/м. час. град.}$$

Коэффициенты теплопроводности параллельно наслоению могут быть рассчитаны, исходя из соотношения $\frac{\lambda_{\text{пар}}}{\lambda_{\text{пер}}}$, приведенного в справочнике (9).

$$\lambda_{a. \text{ пар}} = 1,2 \cdot 1,585 = 1,90;$$

$$\lambda_{n. \text{ пар}} = 1,84 \cdot 1,39 = 2,56;$$

$$\lambda_{y. \text{ пар}} = 0,20 \cdot 1,85 = 0,37 \text{ ккал/м. час. град.}$$

Рассматривая толщу осадочных пород как многослойную стенку, получим следующие выражения для расчета коэффициентов ее теплопроводности:

коэффициент теплопроводности в направлении, поперечном наслоению

$$\lambda_{n. \text{ пор}} = \frac{\lambda_a \cdot \lambda_n}{a (\lambda_n - \lambda_a) + \lambda_a}, \quad (5)$$

то же для условий месторождения

$$\lambda_{n. \text{ пор}} = \frac{2,21}{0,64a + 1,2}, \quad (6)$$

коэффициент теплопроводности безугольной толщи в направлении, параллельном наслоению

$$\lambda_{n. \text{ пор}} = \lambda_{n. \text{ пар}} - a (\lambda_{n. \text{ пар}} - \lambda_{a. \text{ пар}}), \quad (7)$$

то же для условий месторождения,

$$\lambda_{n. \text{ пор}} = 2,56 - 0,66a, \quad (8)$$

коэффициент теплопроводности угленосной толщи в направлении, перпендикулярном к наслоению

$$\lambda_{n. \text{ уг}} = \frac{\lambda_{n. \text{ пор}} \cdot \lambda_y}{p (\lambda_{n. \text{ пор}} - \lambda_y) + \lambda_y}. \quad (9)$$

Вследствие разной теплопроводности углей и пород, а также направления наслоения (вдоль и поперек) при прохождении теплового потока из глубин к поверхности земли геоизотермы занимают не горизонтальное положение: они имеют наклон в сторону падения слоев. Это явление, отмеченное в литературе (6), может быть выражено количественно. На основании посылки, что тепловой поток в безугольных горизонтах движется вертикально вверх, получено выражение:

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{\lambda_{n. \text{ уг}}}{\lambda_{n. \text{ пор}}} \cdot \operatorname{tg} \alpha_0, \quad (10)$$

где β — угол между геоизотермами и поверхностями наслоения;
 α_0 — угол падения пород.

Формула (10) показывает, что отклонение геоизотерм от горизонтального положения тем больше, чем больше угленосность толщи. Справедливость выражения (10) подтверждается фактическим материалом по месторождению. Имея приведенные выше соотношения, на основании геотермических построений можно вывести ряд формул для расчета градиентов температуры в угленосной толще:

градиент в направлении, поперечном к геоизотермам

$$\Gamma_{\max} = \frac{Q \cdot \cos \alpha_0}{\lambda_{п. уг} \cdot \cos \beta}, \quad (11)$$

градиент по падению слоев

$$\Gamma_n = \frac{Q \cdot \sin \alpha_0}{\lambda_{н. пор}}, \quad (12)$$

градиент в направлении, поперечном наслоению (стратиграфический)

$$\Gamma_c = \frac{Q \cdot \cos \alpha_0}{\lambda_{п. уг}}, \quad (13)$$

проекция градиента по падению слоев на вертикаль

$$\Pi_p \cdot \Gamma_n = \frac{\Gamma_n}{\sin \alpha_0} = \frac{Q}{\lambda_{н. пор}}, \quad (14)$$

градиент в вертикальном направлении

$$\Gamma_v = \frac{Q \cdot \cos \alpha_0 \cdot \cos (\alpha_0 - \beta)}{\lambda_{п. уг} \cdot \cos \beta}, \quad (15)$$

градиент в горизонтальном направлении, поперечном к простира-
 нию толщи

$$\Gamma_r = \frac{Q}{\lambda_{п. уг}} \cdot \sin \alpha_0 \cdot \cos \alpha_0 \left(1 - \frac{\lambda_{п. уг}}{\lambda_{н. пор}} \right). \quad (16)$$

Здесь следует особо отметить формулу (14), по которой проекция градиента по падению слоев на вертикаль не зависит от угла падения, а только от потока и коэффициента теплопроводности вмещающих пород вдоль наслоения. Поскольку $\lambda_{н. пор}$ мало изменяется в диапазоне наблюдаемого изменения состава пород, то при постоянстве потока величина $\Pi_p \cdot \Gamma_n$ практически постоянна. Значение этого для метаморфизма углей показано ниже.

Закономерности изменения метаморфизма углей

Градиенты метаморфизма угля рядом исследователей связываются с градиентами температур. Но, как показано выше, температура изменяется в разрезе не равномерно, а в соответствии с угленосностью и литологическим составом вмещающих пород. Поэтому расстояния в стратиграфическом разрезе не являются равномерной шкалой метаморфизма. Впервые попытка увязать градиенты выхода летучих с угленосностью сделана А. П. Дубком (4). Им проведен расчет градиентов V^r в породах и углях, однако, без учета литологического состава вмещающих углей пород, углов падения отложений и значений выхода летучих веществ.

При построении равномерной шкалы температуры за основу принято изменение температуры в песчаниках, для чего мощность алевролитов и углей необходимо увеличить в соответствующее число раз.

Коэффициент пересчета на эквивалентное расстояние по песчанику составит:

$$\text{для угля} \quad \frac{1,84}{0,20} = 9,2,$$

$$\text{для алевролитов} \quad \frac{1,84}{1,20} = 1,53.$$

Определенный по пласту выход летучих ($V_{2,18}$) относится к средней его мощности, поэтому между двумя определениями $V_{2,18}$ эквивалентное расстояние по песчанику $H_{\text{экр}}$ вычислялось по формуле:

$$H_{\text{экр}} = m_{\text{п}} + 1,53 m_{\text{а}} + \left(\frac{m_1 + m_2}{2} \right) \cdot 9,2 + 9,2 m_3,$$

где m_1 и m_2 — мощности угольных пластов, в которых определен выход летучих, м,

m_3 — суммарная мощность угольных пластов, залегающих между опробованными, м,

$m_{\text{п}}$, $m_{\text{а}}$ — соответственно мощности песчаников и алевролитов в интервале между пластами m_1 и m_2 , м.

Всего в продуктивной толще имеется 10 рабочих пластов. По 24 скважинам были рассчитаны эквивалентные расстояния между всеми рабочими опробованными пластами и построены вначале частные, а затем и общий график зависимости $V_{2,18}$ от $H_{\text{экр}}$ (рис. 2).

Обозначим градиенты выхода летучих в отличие от градиентов температуры буквой Р. Согласно графику (рис. 2) градиенты по эквивалентным расстояниям имеют следующие значения (табл. 2):

График изменения $V_{2,18}$ по эквивалентным расстояниям был построен также для участков Назасских Томь-Усинского района. Угленосность на этих участках всего 3,2%, но получены аналогичные данные. Это указывает на то, что градиенты давления решающего влияния на градиенты метаморфизма не оказывают.

На основании пропорциональности градиентов метаморфизма градиентам палеотемператур можно написать:

$$P = k \cdot \Gamma, \quad (17)$$

где Р — градиент метаморфизма в каком-либо направлении,

Г — градиент температуры в период максимальной метаморфизации в этом же направлении,

к — коэффициент пропорциональности.

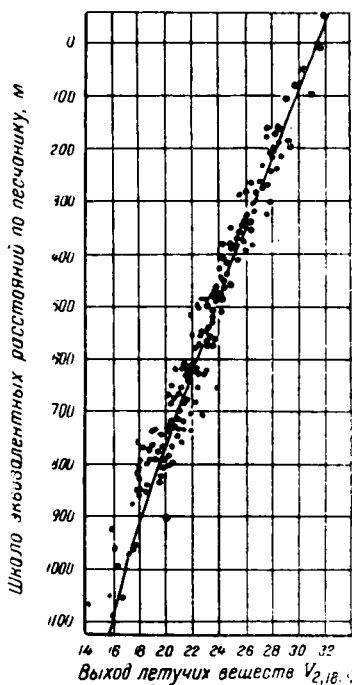


Рис. 2. Изменение выхода летучих $V_{2,18}$ в разрезе эквивалентных расстояний по песчанику

В выражении (17) можно избавиться от величины k и выразить градиенты метаморфизма через эталонный градиент по песчанику P_n . Согласно выражению (17)

$$P_n = \Gamma_n \cdot k = \frac{Q}{\lambda_n} \cdot k, \quad (18)$$

откуда

$$k = \frac{P_n \cdot \lambda_n}{Q}, \quad (19)$$

$$P = \Gamma \cdot \frac{P_n \cdot \lambda_n}{Q}.$$

Исходя из выражения (19), получаем следующие формулы для расчета градиентов метаморфизма в разных направлениях:

градиент в направлении, перпендикулярном к наслению (стратиграфический)

$$P_c = P_n \cdot \frac{\lambda_n}{\lambda_{n. \text{ уг }}} \cos \alpha_0, \quad (20)$$

градиент в направлении, перпендикулярном к изолиям (максимальный)

$$P_{\max} = P_n \cdot \frac{\lambda_n \cos \alpha_0}{\lambda_{n. \text{ уг }} \cos \beta}, \quad (21)$$

проекция градиента в направлении падения слоев на вертикаль (на момент максимальной метаморфизации)

$$P_p \cdot P_{\text{по}} = P_n \frac{\lambda_n}{\lambda_{n. \text{ пор }}}. \quad (22)$$

В приведенных формулах:

β — угол между изолиями и наслением пород,

α_0 — угол падения пластов во время максимальной метаморфизации угля.

Таблица 2

Выход летучих из витринита пласта III ($V_{2,18}$), %	30 24	22	20	18	17	16	15
Градиент выхода летучих по песчанику при горизонтальном залегании толщи, P_n %/100 м.	1,55	1,45	1,35	1,30	1,18	0,87	0,71

Согласно формуле (22) вертикальные градиенты метаморфизма по одному и тому же пласту угля не должны зависеть от угла падения отложений. В действительности такая зависимость на месторождении имеется. Так по пласту III вертикальный градиент выхода летучих $V_{2,18}$ при угле падения 16° равен 0,76%, при угле $11^\circ 30'$ —0,53%, при угле падения $6^\circ 30'$ —0,2% на 100 м. Естественным объяснением изменчивости градиентов является то, что угленосная толща в настоящее время залегает под углом α большим, чем угол ее падения в педиод метаморфизации углей — α_0 .

Увеличение угла падения отложений уже после метаморфизации углей более резко сказывается в условиях пологого падения, чем крутого. В последнем случае изменения градиентов весьма малы (рис. 3).

С учетом современного угла падения отложений можно написать следующие выражения:

градиент в вертикальном направлении

$$P_v = P_n \frac{\lambda_n \cos \alpha_0 \cos (\alpha - \beta)}{\lambda_{n. \text{ yr}} \cdot \cos \beta}, \quad (23)$$

градиент в горизонтальном направлении, поперечном к простиранию толщи

$$P_r = P_n \frac{\lambda_n \cos \alpha_0 \sin (\alpha - \beta)}{\lambda_{n. \text{ yr}} \cdot \cos \beta}, \quad (24)$$

проекция градиента по падению слоев на вертикаль

$$P_r \cdot P_n = \frac{P_r \cdot P_{no} \sin \alpha_0}{\sin \alpha}. \quad (25)$$

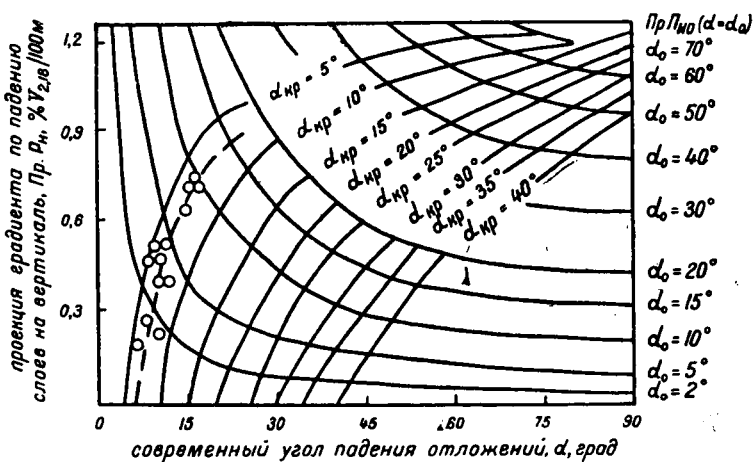


Рис. 3. Зависимость вертикального градиента метаморфизма по одному и тому же пласту угля от современного угла до его падения при различных значениях углов α_0 и $\alpha_{кр}$ согласно формуле

$$P_r \cdot P_n = P_r \cdot P_{no} \cdot \frac{\sin \alpha_0}{\sin \alpha}$$

(при $P_r \cdot P_{no} = 1,24\% V_{2.18} / 100 \text{ м}$)

α_0 — угол падения пласта в период максимальной метаморфизации;

$\alpha_{кр} = \alpha - \alpha_0$ — критический угол;

о — точки, отвечающие фактическим данным по Ольжерасскому месторождению при $\alpha_{кр} = 5 - 7^\circ$

Во все приведенные формулы входит угол падения пластов в период максимальной метаморфизации α_0 . Этот угол может быть определен двумя способами:

1) через градиент вдоль наклонной длины пластов

$$\sin \alpha_0 = \frac{P_n}{P_r \cdot P_{no}}, \quad (26)$$

2) через угол между изолиниями одинакового выхода летучих и наслоением пород

$$\operatorname{tg} \alpha_0 = \frac{\lambda_{\text{н. пор}}}{\lambda_{\text{п. уг}}} \operatorname{tg} \beta \quad (27)$$

По 11 разведочным линиям глубокого бурения были построены графики изменения $V_{2,18}$ вдоль наклонной длины пластов III, V, VI^a, VI и XVII. По верхнему, наиболее хорошо опробованному пласту III, графики были построены по фактическим данным, по другим пластам — отчасти согласно эквивалентным расстояниям и градиентам, приведенным в таблице 2.

По каждому графику были рассчитаны углы α_0 первым и вторым указанными способами (табл. 3). Значения углов практически совпадают. Это свидетельствует о правильности примененной методики. Значение $\lambda_{\text{н. пор}}$ рассчитано для среднего содержания алевролитов во вмещающих породах — 40%. Из таблицы 3 видно, что углы между изоглоями и современным падением слоев очень невелики и в среднем составляют 1—2°, а с падением слоев в период метаморфизации углы эти значительно больше — 3—8°. Большая разница обусловлена высокой угленосностью отложений, что некоторыми исследователями не принималось во внимание (8).

Из таблицы 3, а также из графиков по разведочным линиям выявляется закономерность: чем больше величина современного угла падения α , тем больше и величина угла α_0 максимального метаморфизма. В то же время разность $(\alpha - \alpha_0)$ остается практически постоянной и равна 5—7°. Этот угол, названный критическим $\alpha_{\text{кр}}$, отвечает тому углу падения толщи, при котором увеличения метаморфизма в направлении падения не происходит. Действительно, в юго-западной части месторождения, где углы падения уменьшаются до 6—7°, повышение степени метаморфизма с глубиной так мало, что его трудно заметить.

Устойчивость критического угла зависит от строения района. Как известно, в Кузбассе угленосные отложения дислоцированы главным образом двумя фазами тектогенеза: древнекиммерийской, дислоцировавшей осадки карбона, перми и триаса, и новокиммерийской, дислоцировавшей отложения конгломератовой свиты совместно с нижележащими образованиями. В Томь-Усинском районе тектогенез проявился в залегании отложений конгломератовой свиты с угловым и частично азимутальным несогласием на осадках ильинской и ерунаковской свит.

Прослеживая на Распадском месторождении условия залегания отложений конгломератовой свиты на протяжении 23 км по простиранию, можно установить, что подошва юрских отложений при очень слабой, вероятно, первичной волнистости имеет постоянное, очень устойчивое падение под углами 4—7°. При этом углы падения пород нижнего структурного яруса изменяются от 5—6° до 15—27°. Это свидетельствует о том, что основные структуры месторождения были созданы в доюрскую фазу тектогенеза. В послейюрскую фазу район испытал общее региональное поднятие с увеличением углов падения толщ на 4—7°.

В свете изложенного становится понятным, что представляет критический угол $\alpha_{\text{кр}}$: это увеличение углов падения толщ в послейюрскую фазу тектогенеза. В период, предшествующий древнекиммерийской фазе тектогенеза, толща была погружена на большую глубину. После складчатости сформировался определенный тепловой режим. Геоизотермы его закономерно отражали степень метаморфизма углей. Во время образования конгломератовой свиты и новокиммерийской фазы тектогенеза толща была погружена на гораздо меньшие глубины, и образованное ранее поле метаморфизма углей не изменилось.

Расчет углов падения угленосной толщи в период метаморфизации углей

Разведочная линия	Через угол между изогвиями и наслонением пород						Через градиент вдоль наклонной длины пластов					
	Расстояния между одинаковыми значениями V_{2-18} по наклонной длине, м	Современный угол падения α , град. мин.	Средняя мощн. интервала, м	β , град. мин.	Угленосность Р, доли единицы	Содержание алев. ролитов а, доли единицы	α_0 , град. мин.	$\alpha_{кр} = \alpha - \alpha_0$, град. мин.	Расстояние по падению, м	ΔV_{2-18} , %	α_0 , град. мин.	$\alpha_{кр}$, град. мин.
IX—X	990	16°0'	45	2°35'	0,199	0,50	9°10'	6°50'	990	- 2,0	9°22'	6°38'
"	2360	11°0'	41	1°0'	0,187	0,42	3°22'	7°38'	2360	1,8	3°30'	7°30'
VIII—IX	1010	16°0'	46	2°35'	0,214	0,39	9°26'	6°34'	1010	2,1	9°40'	6°20'
"	2760	10°30'	45	0°56'	0,22	0,26	3°26'	7°04'	2760	2,0	3°20'	7°10'
VIII	2040	15°30'	120	3°22'	0,119	0,20	8°42'	6°48'	1440	2,8	9°02'	6°28'
VIII	3460	13°0'	114	1°58'	0,155	0,75	6°10'	6°50'	3460	3,1	4°35'	8°25'
"	1100	10°30'	—	—	—	—	—	—	2100	1,8	3°58'	6°32'
3-я Северо-ольжераская	—	15°0'	40	2°05'	0,211	0,51	7°40'	7°20'	1100	1,8	7°35'	7°25'
"	—	10°0'	—	—	—	—	—	—	1960	0,8	1°53'	8°07'
VII	3240	11°30'	80	1°25'	0,188	0,28	4°43'	6°47'	3240	3,4	4°52'	6°38'

Выводы

1. Температурные условия в угленосной толще определяются главным образом теплопроводностью углей и пород, а также углами падения толщи. В результате тепловой анизотропии отложений геонизотермы приобретают наклон в сторону падения пластов.

2. Наблюдаемое в настоящее время на Ольжерасском месторождении поле метаморфизма обусловлено палеогеотермическими условиями, существовавшими после древнекиммерийской (доюрской) фазы тектогенеза.

3. Градиенты метаморфизма по выходу летучих веществ пропорциональны градиентам температуры в период максимальной метаморфизации угля.

4. Вертикальные градиенты метаморфизма по одному и тому же пласту угля могут быть постоянными лишь при условии, что в настоящее время сохраняется угол падения, существовавший в период максимальной метаморфизации углей. В случае увеличения угла падения пластов в более поздние фазы тектогенеза градиенты уменьшаются, причем тем сильнее, чем меньше угол падения отложений в период максимальной метаморфизации углей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аммосов И. Н. Геологические факторы и свойства ископаемых углей. Труды института горючих ископаемых АН СССР, т. 3, 1954.
2. Добронравов В. Ф., Боев А. И. Изменение показателей качества углей Распадского месторождения Кузбасса в зависимости от степени их метаморфизма и петрографического состава. Разведка и охрана недр, № 7, 1960.
3. Добронравов В. Ф. Изменение показателей качества углей разных пластов Кузбасса при метаморфизме. Геология и разведка, № 6, 1966.
4. Дубок А. П. Метаморфизм гумусовых углей. Сборник трудов научной конференции СМН, выпуск 1, 1957.
5. Жемчужников Ю. А. Успехи изучения метаморфизма углей в СССР за период 1941—1951 гг. Зап. Ленингр. горн. института. XXVII, вып. II, 1952.
6. Кашпур Я. Н. Геотермические наблюдения в юго-западной части Донецкого бассейна. Разработка угольных месторождений на больших глубинах, 1955.
7. Кашпур Я. Н. К вопросу о геотермических аномалиях Донбасса. Доклады АН СССР, т. 116, № 3, 1957.
8. Скок В. И. Тектоника и глубинный метаморфизм угля в Кузнецком бассейне. Советская геология, № 5, 1963.
9. Щербань А. Н., Кремнев О. А., Журавленко В. Я. Справочное руководство по тепловым расчетам шахт и проектированию установок для охлаждения рудничного воздуха, 1964.

ГЕОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ГЕНЕЗИС ПОДЕЛОЧНЫХ КАМНЕЙ КОРГОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. Я. ШВЕЦОВ

Алтай является одним из основных районов распространения декоративных яшмовидных пород Советского Союза. Широкой известностью пользуются Коргонское, Ревневское, Гольцовское, Хаир-Кумирское и Локтевское месторождения поделочных камней. После открытия в конце XVIII в. на Алтае многочисленных месторождений цветных камней в 1802 г. была организована Колыванская шлифовальная фабрика, на которой было создано большое количество высокохудожественных изделий из алтайских поделочных камней: вазы, чаши, постаменты, колонны, торшеры, столешницы и др. Изделия Колыванской фабрики получили высокую оценку на Всемирных выставках в Лондоне (1851 г.) и Париже (1867 г.). Многие изделия из коргонских камней хранятся в Государственном Эрмитаже, Русском музее, Павловском дворце-музее, Минералогическом музее Академии наук СССР, Третьяковской галерее и в др. музеях страны. Большая часть их сосредоточена в Эрмитаже, где имеются изготовленные в период 1794—1881 гг. 24 вазы (самая крупная из них имеет высоту 162 см), 8 торшеров высотой в 308 и 315 см, 4 чаши (в том числе чаша на трех крылатых химерах высотой 183 см) и значительное количество других изделий.

Коргонские порфиры и «яшмы» высоко оценивались крупнейшими специалистами по драгоценным и поделочным камням: М. И. Пыляевым, Р. Браунсом, акад. А. Е. Ферсманом, Н. А. Дюкаловым, исследователями Алтая П. И. Шангиным, И. Ф. Германом, Г. Е. Щуровским, П. П. Пилипенко и др. Н. А. Дюкалов писал, что «коргонская и ревневская яшмы благодаря редкой красоте приобрели мировую известность»; А. Е. Ферсман: «Алтайские яшмы... ценятся очень высоко как крупный поделочный и орнаментовочный материал. Имеют несомненное будущее при улучшении путей сообщения».

Коргонское месторождение находится в Усть-Канском районе Горно-Алтайской автономной области, на левом берегу р. Коргона в 9 км от его устья. Первое описание его принадлежит П. И. Шангину (1796 г.), открывшему месторождение в 1786 г. Позднее отдельные сведения о нем приводятся в работах И. Ф. Германа, А. Д. Стельцнера, П. П. Пилипенко (4), А. М. Зайцева, А. Е. Ферсмана (6), Р. Г. Грациановой (2), В. Е. Попова (5). В 1960 г. Коргонское месторождение обследовалось Ишинской нерудной партией ЗСГУ. Впервые были определены ориентировочные запасы и проведены технологические испытания основных видов поделочных камней, условно названных «яшмами» и «порфирами». В 1967 г. месторождение изучалось автором статьи. Район место-

рождения сложен эффузивно-осадочными отложениями коргонской свиты позднего эйфеля; расчлененной на нижнюю существенно эффузивную подсвиту и верхнюю эффузивно-осадочную. Структурно район приурочен к южному крылу Казинихинской антиклинали.

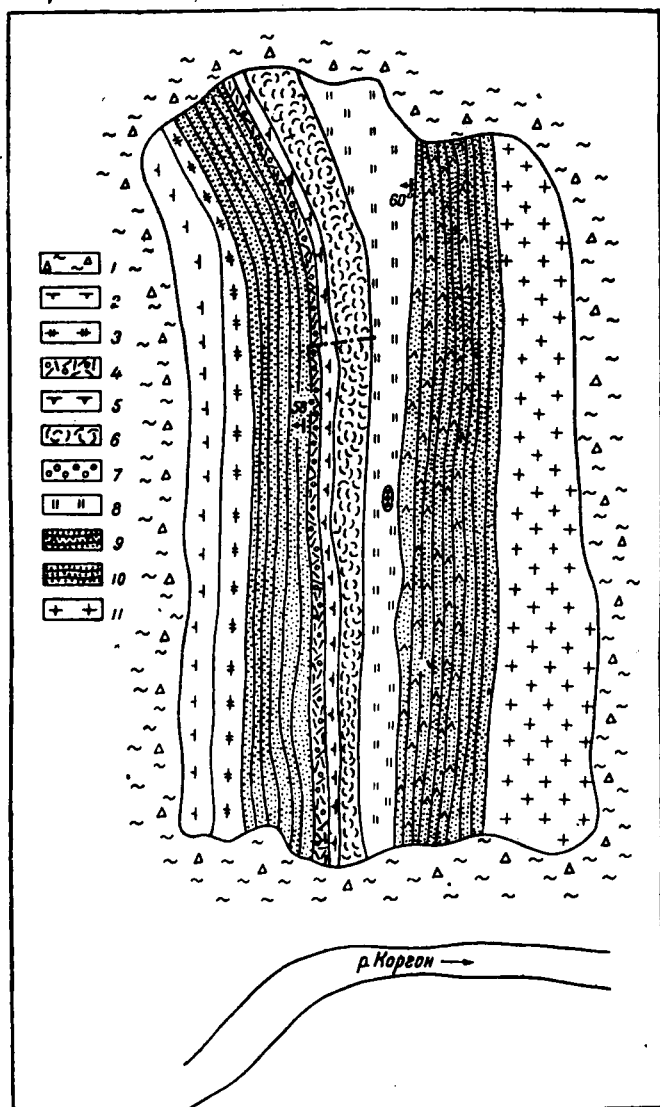


Рис. 1. Схематическая карта Коргонского месторождения поделочных камней

1 — делювиальные суглинки с обломками коренных пород; 2 — туфы кислых пород; 3 — серые фельзиты; 4 — серые миндалекаменные порфиры; 5 — серые туфолавы («куличковые яшмы»); 6 — серо-фиолетовые туфолавы (серо-фиолетовые яшмы); 7 — сферолитовые порфиры («копейчатые яшмы»); 8 — темно-фиолетовые и темно-серые тонкополосчатые фельзиты («древовидные яшмы»); 9 — сургучно-коричневые гематитизированные известковистые туфогенные алевролиты; 10 — серовато-зеленые, вишнево-красные, темно-коричневые гематитизированные известковистые алевролиты; 11 — розовые, розовато-серые кварцевые порфиры («красные порфиры»)

Участок Коргонского месторождения геоморфологически представляет две параллельные, понижающиеся к р. Коргону гряды северо-западного простирания, разделенные нешироким ложком.

Поделочные камни месторождения описывались под различными названиями: яшмы, брекчии, интрузивные или эффузивные порфиры, туфы, туфо- и лавоконгломераты. В литературе за основными видами поделочных камней закрепились названия: «серо-фиолетовые яшмы», «красные порфиры», «древовидные яшмы», «копейчатые яшмы», «куличковые яшмы», «сургучные яшмы». Эти термины не отвечают петрографическим названиям пород, но при описании месторождения ими приходится пользоваться во избежание возможных недоразумений.

Породы месторождения относятся к верхам нижней подсвиты коргонской свиты. Простирание их согласно с направлением протяженности гряд, залегание моноклинальное. Азимут падения пород 220° — 240° , угол падения 55° — 60° . В северо-западной части месторождения отмечается уменьшение мощности пород и некоторое изменение их простирания (110° — 120°). Северо-восточная гряда сложена розовыми и розовато-серыми (до серых разностей) кварцевыми порфирами («красный порфир») — наиболее древними образованиями участка. Мощность их в юго-восточной части месторождения 50 м, в северо-восточной — 20 м. В ложбине между грядами прослеживаются фиолетово-коричневые интенсивно гематитизированные известковистые алевролиты мощностью 15—18 м и сургучно-коричневые гематитизированные известковистые туфогенные алевролиты мощностью 25—30 м. Вторую гряду слагают тонкополосчатые темно-фиолетовые и темно-серые фельзиты («древовидные яшмы») мощностью 15—30 м, серые, серо-фиолетовые до вишнево-красных туфолавы кислого состава («серо-фиолетовые яшмы», «сургучные яшмы») мощностью 17 м, серые туфолавы («куличковые яшмы») мощностью 6—12 м и серые миндалекаменные порфиры мощностью 4—6 м. В средней части месторождения среди «древовидных яшм» отмечена линза сферолитовых порфиров («копейчатые яшмы») мощностью 0,6 м и длиной 4 м. Миндалекаменные порфиры сменяются выше по разрезу гематитизированными темно-коричневыми алевролитами мощностью 25—35 м. Разрез завершают серые и светло-серые фельзиты мощностью 24—32 м и фиолетово-коричневые литокристаллокластические туфы кислых пород видимой мощностью 18—30 м. Суммарная мощность вскрытых отложений 180 м.

Из разрывных нарушений отмечается лишь мелкий сбросо-сдвиг в средней части месторождения. Азимут падения сместителя 30° , угол падения 80° . Амплитуда смещения по вертикали 3 м, по горизонтали 10 м. Трещинная тектоника характеризуется развитием следующих наиболее выраженных систем трещин: азимуты падения 7° — 15° , 130° — 151° , 205° — 238° , 170° — 193° , углы падения соответственно 52° — 59° , 37° — 41° , 61° — 88° , 0° — 7° .

Степень трещиноватости пород невысокая, позволяющая отбирать крупные блоки величиной до 1 м³. В 1961 г. на Колыванском камнерезном заводе проведено технологическое исследование поделочных камней Коргонского месторождения. Установлено, что все породы, кроме «сургучной яшмы», обладают высокой твердостью (7 по Моосу), хорошо принимают полировку, внутренние трещины в них отсутствуют. Поделочные камни месторождения пригодны для изготовления крупных и средних декоративных изделий, внутренней облицовки и предметов каменной галантереи. Запасы поделочных камней по данным Ишинской партии до глубины 100 м ориентировочно определяются в 39300 тыс. м³.

Переходя к петрографическому описанию и рассмотрению некоторых генетических особенностей основных видов поделочных камней

Коргонского месторождения, следует отметить, что породы не относятся к яшмам.

«Копейчатые яшмы» — это сферолитовые порфиры серого или темно-серого цвета с розоватым оттенком, пятнистой текстуры, плотной афанитовой структуры, с ребристым изломом. На темно-сером фоне основной массы выделяются многочисленные крупные розовато-серые сферолиты диаметром 2—12 мм, с резкой границей, составляющие 50—80% от объема породы и обуславливающие ее пятнистость. Форма их изометричная, округлая, близкая к шаровой, чаще несколько вытянутая. Розоватый тон породы объясняется цветом сферолитов. Нередко они соприкасаются друг с другом, разделяясь каймой гематита. Часто сферолиты сливаются, образуя общую гематитовую кайму и составляя один крупный сферолит, достигающий в поперечнике 20 мм. Объединение их чаще происходит в одном направлении и они образуют цепочки связанных сферолитов. Под микроскопом в сферолитах наблюдается четко или слабовыраженное радиальное и сфероидальное строение. Центр их обычно сложен кварц-полевошпатовыми срастаниями. Иногда в центре находятся изометричные зерна гематита или вторичного кварца размером 0,01—0,2 мм. Внутренняя часть сферолита радиусом в 1 мм обычно характеризуется более темным цветом слагающих ее кварцевых и полевошпатовых зерен, по сравнению с зернами периферической сферы. Рудные зерна (гематит) развиты в виде тончайшей сыпи. Размер зерен лейкократовых минералов 0,005—0,05 мм. Радиальность выражена довольно заметно. Зерна обычно удлинены. Структура этой сферы микрографическая. Внешняя сфера имеет ширину 1—2 мм. Зерна более крупнозернистые и изометричные, размер их увеличивается к периферии (от 0,02—0,06 до 0,04—0,1 мм); зерна гематита также более крупные (0,002—0,04 мм). Структура гранофировая и микрогранитная. Четкая граница сферолитов обозначается каймой тонкораспыленного гематита шириной 0,1—0,5 мм. В сферолитах отмечаются также редкие зерна магнетита. Внутри некоторых сферолитов наблюдаются более мелкие (диаметры 0,5—1 мм) сферолиты, незаметные макроскопически, с резкой границей. Размер кварц-полевошпатовых зерен их одинаков с зернами вмещающего большего сферолита. Строение радиальное. В центре микросферолитов обычно наблюдается рудное зерно, размером 0,1—0,2 мм, изометричной формы.

Основная масса сферолитовых порфиров представлена слабонакристаллизованным стеклом. Структура ее микрофельзитовая до криптокристаллической. Широкое развитие в ней имеют более крупные зерна кварца и полевого шпата, размером 0,01—0,05 мм. Встречаются мелкие, слабо отмеченные сферолиты размером 0,5—1,0 мм, сложенные расходящимися от центра радиальными кварц-полевошпатовыми срастаниями. Иногда в основной массе заметны следы течения. Они подчеркиваются цепочками гематитовых и кварцевых зерен вторичного происхождения. Помимо каемки, гематит образует вокруг сферолитов прерывистые концентрические волнистые цепочки из тончайших зерен (0,001 мм). Вторичный кварц встречается в породе не только отдельными зернами, но и образует скопления в виде пятен, тонких прожилков или заполнения миндалинов. Кроме рудных минералов и кварца, в породе из вторичных минералов имеются редкие зерна эпидота и жилки кальцита.

Линза сферолитовых порфиров является, вероятно, силлом, а не покровным эффузивным образованием, что доказывается приконтактовыми изменениями во вмещающих породах как в лежащем, так и в висячем боках линзы. Зональность строения сферолитов указывает на сложность процесса их образования. Линейный характер слияния сферолитов и эллипсоидальная форма некоторой части их, отражающие течение

магмы, свидетельствуют о том, что рост сферолитов происходил в период внедрения магмы во вмещающие эффузивные породы. Формирование их закончилось в гипабиссальных субповерхностных условиях достаточно быстрого (при малой мощности тела) остывания, когда основная масса не кристаллизовалась, что обусловило правильную ровную, резкую границу сферолитов. Наличие лишь немногих центров кристаллизации способствовало росту их до крупных размеров. Микрофельзитовая структура основной массы, наличие в ней следов течения, участков, сложенных криптокристаллическим материалом, свидетельствуют о том, что она застыла первоначально в виде стекла. Наблюдаемая кристалличность породы обязана постмагматическому процессу перехода стекловатой массы в новое устойчивое агрегатное состояние. Находящиеся в основной массе микросферолиты имеют иной генезис, чем макросферолиты. Они возникли при раскристаллизации вулканического стекла, что подчеркивается небольшой величиной микросферолитов, меньшей степенью кристалличности слагающих их индивидуумов, нечеткостью их границ, формирующихся при начавшейся общей раскристаллизации стекла. Почти полное отсутствие в них гематита, присутствующего во всех остальных составных частях породы, указывает на образование микросферолитов после процесса рудоотложения. Макросферолиты содержат гематит, кроме того граница их подчеркивается рудными минералами, что свидетельствует о формировании их ранее процесса гематитизации.

«Древовидные яшмы» — это тонкополосчатые фельзиты. Они представлены несколькими разновидностями. В разрезе месторождения (с юга-востока на северо-запад) темно-фиолетовые разности мощностью 6 м сменяются темно-серыми мощностью 10 м, затем опять наблюдаются фиолетовые разности мощностью 13 м. Переходы постепенные. Темно-фиолетовые фельзиты пронизаны тонкими параллельными или субпараллельными полосками и линзами более темного цвета шириной 0,2—3 мм, повторяющимися через 1—10 мм. Обуславливая древовидный характер породы, полоски часто расщепляются на более тонкие. Длина их колеблется от 3 до 40 мм. Темно-серая порода состоит из темно-серых и более светлых (серых) полос, шириной 0,2—1 мм, длиной 2—20 мм, протягивающихся субпараллельно в одном направлении и часто пересекающихся. Ориентировка полосчатости в основном совпадает с элементами залегания пород на месторождении. Структура породы скрытокристаллическая, текстура тонкополосчатая, излом ребристый.

Под микроскопом отмечаются немногочисленные порфиновые выделения, представленные ортоклазом, плагиоклазом и кварцем. Ортоклаз встречается чаще других вкрапленников, форма зерна изометричная; плагиоклаз (альбит № 3—7) в виде таблитчатых или слабо удлиненных зерен размером $0,3 \times 0,5$, $0,1 \times 0,2$ мм. Линзы и полоски сложены фельзитовой кварц-полевошпатовой массой, гематитизированной главным образом по границе полосок. Иногда эти образования хорошо раскристаллизованы. Выделяются зерна кварца, плагиоклаза, ортоклаза, реже микроклина. Эти образования обычно прямолинейны, субпараллельны, но нередко слабоизвилисты. Иногда они имеют коленообразную форму и даже образуют изгибы до 180° . Основная масса между ними имеет микрофельзитовую или микросферолитовую структуру, на отдельных участках — фельзитовую или даже микрогранитовую. Из аксессуарных минералов отмечены апатит и сфен. Описываемая порода интенсивно окварцована и гематитизирована. Вторичный кварц образует в породе отдельные скопления в виде полос и пятен. Часто окварцевание приурочивается к полосам и линзам, полностью или частично замещающая вещество их слагающее, иногда образуя продолжение линз

в виде «хвоста» из кварцевых зерен. Мелкая сыпь гематитовых зерен наблюдается почти по всей породе: и в линзовидных выделениях, и во вмещающей их массе. Гематит образует каемки вокруг линз и полосок, а также полосы и пятна, приуроченные к трещинам. Из других рудных минералов в единичных зернах присутствуют пирит и магнетит. В породе встречаются округлые или эллипсоидальные миндалины, фиксируемые каймой гематита. Они выполнены кварцем, реже гематитом, кальцитом, хлоритом или всеми этими минералами вместе. Граница их неровная, изрезанная. Величина 1×1 мм, 1×3 мм. Полосчатые и линзовидные включения, по-видимому, обязаны своим происхождением ликвации магмы до извержения на две несмешивающиеся жидкости (гипотеза Ф. Ю. Левинсона-Лессинга). Образующиеся при этом эмульсионные капли имеют близкий, но несколько более кислый состав и повышенное содержание летучих (воды) по сравнению с вмещающей их жидкостью. При движении силикатной эмульсии (излияние лавы) капли вытягиваются в полосы и линзы. Явные флюидальные структуры подтверждают, что полосчатые включения сформировались в процессе течения магмы. Стекловатая основная масса в течение длительного времени после излияния магмы (верхний палеозой, мезозой, кайнозой), находясь в метастабильном состоянии, подвергалась процессу раскристаллизации, в результате чего в ней образовались примитивные зародышевые формы сферолитовых стяжений. Их постмагматическое происхождение подчеркивается отсутствием в них гематита. Формирование микросферолитов происходило в основном после гематитизации; при этом осуществлялась перегруппировка железа: вынос его за пределы сферолитов.

«Серо-фиолетовые яшмы» являются туфолавами кислого состава. На месторождении они представлены несколькими разновидностями. В разрезе с юго-востока на северо-запад серые разности сменяются серо-фиолетовыми до вишнево-красных. Они являются плотной скрытокристаллической породой, полосчатой и пятнистой текстур, с ребристым до занозистого изломом. В серых туфолавах имеются крупные гематитизированные пятна, линзы, полоски («фьямме»), количество которых увеличивается по удалению от юго-восточного контакта. Цвет этих образований темно-серый до темно-коричневого. Размер $1 \times 0,5$, 3×1 см. В серых туфолавах близ юго-восточного контакта преобладают полоски, линзы шириной 0,5—2 мм, длиной 3—20 мм, по удалению от него преобладают удлинённые пятна. Эти туфолавы через 10—10,5 м постепенно приобретают иной облик: количество включений резко увеличивается, порода приобретает серо-фиолетовый цвет, а гематитовые пятна — темно-коричневый. Мощность этой разновидности 6,5 м. Близ северо-западного контакта порода интенсивно гематитизирована, принимает вишнево-красный до сургучного цвет. Включения обычно располагаются вдоль напластования, иногда под углом к нему 10—40°. Форма их разнообразная, чаще линзовидная. Под микроскопом устанавливается порфировая структура породы, но вкрапленники немногочисленны (3—5%) и мелки ($0,2 \times 0,3$; $0,1 \times 0,5$ мм). Представлены в основном плагиоклазом, реже ортоклазом и кварцем. Основная масса имеет микрофельзитовую структуру, локально сменяемую микроэвстатитовой (сургучная разность) или микрографической. Состав ее кварц-полевошпатовый. Аксессуары минералы — сфен, апатит и рутил. В породе встречаются относительно редкие светлые обломки более раскристаллизованного вещества, чем вмещающая их основная масса. В обломках имеются также порфировые выделения кварца, плагиоклаза и ортоклаза. Эти обломки кварцевых порфиров почти лишены рудных, чем отличаются от вмещающей массы. Включения «фьям-

ме» представлены многочисленными гематитизированными темными пятнами и полосками вулканического стекла, имеющими угловатую или овально-удлиненную форму. Иногда они целиком сложены гематитом, чаще представляют слабораскристаллизованное стекло микрофельзитовой структуры с многочисленными крупными и мелкими аллотриоморфными зернами гематита. Кроме пятен, гематит встречается в виде мелкой сыпи (0,001—0,07 мм). Гематитизация сопровождается окварцеванием и кальцитизацией. Гематит заполняет также трещины и миароловые пустоты. Структуры гематитизации повторяют первичные структуры течения. Из рудных минералов, кроме гематита, встречаются зерна пирита. В породе имеются миндалины овальной формы размером 1×2 , $1,5 \times 4$, 2×3 мм и т. п. Они выполнены преимущественно кварцем и гематитом, реже хлоритом, кальцитом и сидеритом, иногда вместе с гематитом. Миндалины окаймляются полосками шириной 0,1—0,3 мм из тонкозернистых рудных минералов. Отмечаются отдельные зерна эпидота.

Образование включений «фьямме» так же как и полосчатых лав, вероятно, обязано процессу ликвации магмы. Меньшая степень сплюснутости включений по сравнению с полосками и линзами «древовидных яшм», по-видимому, обязана меньшему содержанию летучих (воды) в эмульсионных каплях, что обусловило большую вязкость их по сравнению с включениями полосчатых лав и, соответственно, меньшую способность капель к вытягиванию при движении магмы. Имеющиеся в породе светло-серые обломки кварцевых порфиров попали в лаву в виде туфовых обломков или были захвачены лавой при излиянии из раздробленных стенок жерла вулкана. Лавовое, а не туфовое происхождение включений «фьямме» и полосчатых образований подтверждается следующими фактами.

1. Широкое развитие четко выраженных флюидалных структур, наличие изогнутых, коленообразных и «П»-образных полосок, растреганные концы некоторых включений, огибание флюидалными потоками обломков «фьямме» явно свидетельствуют о течении материала. Это трудно объяснить игнимбритовой гипотезой образования подобных отложений, даже с условием их частичного течения при спекании.

2. Имеющиеся фенокристи располагаются преимущественно в плоскостях, параллельных полосчатым линзовидным включениям (т. е. согласно простиранию пород). При туфовом генезисе они имели бы в основном беспорядочное расположение.

«Куличковые яшмы» — туфолавы кислого состава серого до темно-серого цвета с фиолетовым оттенком, афанитовой структуры с остроугольными мелкими изометричными включениями ржаво-красного, сургучно-красного цвета, величиной от 0,2 до 2 мм. Порода очень плотная, массивной текстуры, с занозистым изломом. Основная масса микрофельзитовая с небольшим содержанием стекла, местами она переходит в микрогранитовую. Размеры составляющих ее кварц-полевошпатовых зерен 0,005—0,04 мм. Акцессорные минералы — сфен и рутил. В породе наблюдаются мелкие оплавленные остроугольные ромбовидные, клиновидные и т. п. обломки слабораскристаллизованного (криптокристаллического), бесструктурного или с микроэвстатитовыми структурами стекла. Размер обломков $0,5 \times 0,1$; 2×3 мм. Они составляют 5—15% от объема породы. Из вторичных минералов повсеместно присутствуют мелкие зерна гематита и кварца.

«Красные порфиры» — кварцевые порфиры серого, розовато-серого, розового, розовато-красного до вишнево-красного цвета, порфировой структуры, плотные, с ярко выделяющимися белыми изометричными вкрапленниками плагиоклаза (олигоклаз), кварца, реже микрокли-

на величиной 0,5—1,5 мм. Зерна кварца резко идиоморфны. Почти все они несут следы дробления. Текстура породы массивная, излом ребристый. Основная масса криптокристаллической, участками фельзитовой структуры. В фельзитовых участках отмечаются зерна кварца и полевого шпата величиной 0,005—0,05 мм. Красный цвет породы обусловлен гематитизацией. Агрегаты зерен гематита (0,005—0,3 мм), выполняя тонкие трещины, подчеркивают перлитовую текстуру порфира. Гематит присутствует также в виде включений во вкрапленниках кварца, полностью или частично заполняя пустоты от газовых пузырьков. Широко развито вторичное окварцевание. Имеющиеся в породе миндалины выполнены гематитом или гематитом и кальцитом.

Из вторичных постмагматических процессов на участке месторождения значительное развитие имели окварцевание и гематитизация. Относительно слабо проявились процессы альбитизации, серицитизации, карбонатизации и хлоритизации. Окварцевание, по-видимому, имело длительный характер. Оно отразилось в образовании отдельных вторичных зерен кварца, пятен и участков, сложенных агрегатами кварцевых зерен, выполнения кварцем пустот и трещин.

Поделочные камни Коргонского месторождения представлены эйфельскими кислыми эффузивами коргонской свиты: туфолитами, кварцевыми порфирами, сферолитовыми порфирами и полосчатыми фельзитами. Высокие декоративные качества, значительные запасы их и возможность отбора крупных монолитов обуславливают большую ценность месторождения и необходимость широкого использования цветных камней в поделочных целях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аргунова А. А. Цветные и поделочные камни. Полезные ископаемые Зап.-Сиб. края, т. II, 1934.
 2. Грацианова Р. Г. Разрез девонских отложений по р. Коргон в Горном Алтае. Труды ТГУ, сер. геол., № 132, 1954.
 3. Лапин Б. Н. К вопросу о генезисе некоторых девонских пирокластических пород Горного Алтая. Изв. СО АН, № 1, 1958.
 4. Пилипенко П. П. Минералогия Западного Алтая. Изв. ТГУ, кн. 62, 1915.
 5. Попов В. Е. Вулканогенно-осадочные толщи западной части Горного Алтая и их металлогения. 1967.
 6. Ферсман А. Е. Драгоценные и цветные камни СССР. Т. 1 и 2, 1962.
 7. Шангин П. И. Дневные записки г. обер-гиттенфервальтера. Новые ежегодные соч., ч. 119—120, СПб, 1796.
-

О НИКЕЛИСТОМ МАГНЕТИТЕ И МАГГЕМИТЕ ИЗ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ БЕЛИНИНСКОГО МАССИВА

А. В. МАНАЕВА

Белининский массив находится в южной части Салаирского гипер-базитового пояса. На породах массива дунит-перидотитового комплекса развита никеленосная кора выветривания. Тип коры контактово-трещинный и площадной.

Особенностью коры выветривания Белининского массива является наличие в зоне охр и нонтронитов никелистого гипергенного магнетита и маггемита.

Наличие гипергенного магнетита неоднократно отмечалось исследователями в никеленосной коре выветривания Урала и Украины (1, 2, 4, 5, 6, 7) и в* нижнемеловых салаирских бокситах (3).

В никеленосной коре выветривания Белининского массива было установлено три генерации магнетита, соответствующие разным этапам минералообразования. В результате окисления по магнетиту развивается маггемит*) и гематит.

Магнетитам всех трех генераций свойственна идиоморфная или неправильная изометричная форма зерен. В отраженном свете минерал светло-серый, изотропный. Различается магнетит по времени образования, способу отложения и элементам-примесям.

Магнетит I генерации встречается весьма редко и практического значения не имеет. Образовался он при раскристаллизации ультраосновной магмы. Представлен единичными зернами октаэдрической формы размером 0,008—0,01 мм в виде вкрапленников в хромшпинелидах и оливине.

Магнетит II генерации образовался в гидротермальную стадию, в период серпентинизации ультраосновных пород. Распределяется он в виде густой тонкой сыпи или взаимно пересекающихся цепочек. Распределение магнетита зависит от процесса серпентинизации. При замещении оливина магнетит II располагается в виде тонких цепочек в серпентинитовых шнурах. В нацело серпентинизированных породах сохраняется петельчатая структура, обусловленная пересечением магнетитовых цепочек. Такое специфическое распределение магнетита характерно для реликтово-псевдоморфной структуры, типичной для оливинов (7).

При замещении пироксена серпентином магнетит располагается вдоль спайности или по граням зерен пироксена. Интересно отметить, что расположение магнетита II по серпентинизированному пироксену

*) Маггемит на Белининском месторождении был установлен К. В. Кочетковой.

сохраняется при замещении серпентина нонтронитом в экзогенную стадию, что позволяет в зоне нонтронитов восстановить реликтовые структуры при петрографическом исследовании.

Форма выделений магнетита II практически не отличается от магнетита I. Изучение большого количества шлифов в масляной иммерсии при увеличении 700 в поляризационном микроскопе и исследование препаратов, изготовленных методом реплик с образцов свежих серпентинитов в электронном микроскопе, позволили установить октаэдрическую, реже неправильную форму зерен магнетита II. Рентгено-структурные исследования магнетита II показали, что величина ребра элементарной ячейки колеблется от 8,38 до 8,397 Å. Иногда понижается до 8,370 Å за счет замещения двухвалентного железа трехвалентным.

Химический анализ 20 мономинеральных фракций магнетита и образовавшегося по нему маггемита показал, что содержание никеля колеблется от 0,17 до 0,71% при среднем 0,36%; кобальта от 0,017 до 0,071%, среднее содержание кобальта 0,051%. Спектральный анализ проводился на 38 элементов. В пяти фракциях магнетита выделенного из серпентинитов, содержится Ni, Co, Zn, Cr, Mn, Cu, Ti, V, Mg, Fe, Ca, Si, Al, Ga.

Содержание гидротермального магнетита в серпентинитах колеблется от 0,5, до 5, реже 10—15%. Анализ шлифов и результаты мокрой магнитной сепарации показали, что апоперидотитовые серпентиниты содержат большие количества магнетита, чем аподунитовые. Кроме того, наблюдается пространственная приуроченность повышенных количеств магнетита в серпентинитах к зонам разломов и повышенной трещиноватости.

Магнетит III генерации образовался в экзогенную стадию минералообразования. Гипергенный магнетит отмечается в зоне нонтронитов и охр. Наиболее высокое содержание его в структурных охрах трещинной коры выветривания. Макроскопически и под биноклем магнетит III представлен агрегатами натечной, удлиненной, изогнутой формы. Удлиненные зерна экзогенного магнетита напоминают по форме агрегаты марказита по растительным остаткам. В полированных шлифах, приготовленных из экзогенного магнетита на полистероле, устанавливается обычная для магнетита октаэдрическая или неправильная изометричная форма зерен. Химический анализ мономинеральной фракции магнетита III натечной и удлиненной формы агрегатов показал содержание никеля 0,89%.

Для отнесения магнетита к экзогенной разности (магнетит III) были использованы следующие критерии: 1) статистическая обработка результатов анализов минералого-литологических проб, шлифов и аншлифов. Результаты обработки показали, что содержание магнетита (остаточного и гипергенного) в зоне нонтронитов и охр значительно превышает содержание магнетита в неизмененных серпентинитах. Если в неизмененных серпентинитах содержание магнетита колеблется от 0,5 до 5% и очень редко достигает 10—15%, то в зоне нонтронитов содержание его достигает 20—25%, иногда 35%, а в зоне охр количество магнетита колеблется от 25 до 50%, редко достигая 85%. Такое высокое количество магнетита в нонтроните и особенно в зоне охр объясняется концентрацией реликтового и образованием гипергенного магнетита; 2) натечная и удлиненная форма агрегатов; 3) наличие элементов-примесей. Химический анализ мономинеральных фракций магнетита II показал, что содержание никеля колеблется от 0,17 до 0,25%, иногда достигает 0,4—0,71%. Поскольку образование магнетита III происходило в условиях коры выветривания, где растворы содержали

значительно большие концентрации никеля по сравнению с гидротермальными растворами в период серпентинизации, то естественно ожидать в гипергенном магнетите более высокие содержания никеля, чем в магнетите II. Если учесть, что образование магнетита III происходило в коре выветривания в слабо восстановительных условиях при недостатке иона Fe^{2+} , то вхождение иона Ni^{2+} , обладающего меньшим ионным радиусом и более высоким эком, чем у Fe^{2+} , является энергетически выгодным. Химический анализ мономинеральных фракций магнетита (остаточного и гипергенного) из зоны нонтронитов и охр показал, что содержание никеля колеблется от 0,41 до 2,03% (табл. 1);

Таблица 1

Содержание Ni и Co в магнетите и маггемите

№№	Ni	Co	в %
804	0,40	0,045	магнетит II
852	0,39	0,052	"
1135	0,18	0,029	"
1132	0,25	0,017	"
1127	0,28	0,037	"
1321	0,22	0,030	"
259	0,28	0,09	"
662	0,22	0,071	"
475	0,32		"
745	0,21		маггемит по магнетиту II
1120	0,4		магнетит II
1336	0,49		магнетит II + маггемит
1139	0,52	0,016	маггемит по магнетиту II
413	0,50		"
1030	0,71	0,56	магнетит II
1067	0,63		магнетит II
833	0,58	0,065	магнетит II + III
433	0,50	0,062	маггемит по магнетиту II + III
538	2,03	0,166	маггемит по магнетиту III
557	1,77	0,139	маггемит "
м-33	1,2	0,04	маггемит "
1027	0,89	0,083	магнетит III
1185	1,15	0,059	маггемит по магнетиту III
1332	0,92		" "
9	1,96		маггемит по магнетиту III
505	0,55	0,98	магнетит II + III
1062	0,41	0,066	магнетит II + III
1064	0,44	0,066	магнетит II + III
1065	0,82	0,092	" "
683	0,60	0,13	" "
638	0,59		" "
718	0,49		маггемит по магнетиту II + III
138	0,5	0,07	" "
80	0,17	0,020	" "
415	0,35	0,050	"

4) бобовины бокситовидных образований самых верхних горизонтов структурной коры выветривания Белининского массива сложены магнетитом III, замещенным в различной степени гематитом; 5) о наличии слабо восстановительных условий в период кристаллизации гипергенного магнетита свидетельствуют находки гипергенного миллерита в сростании с магнетитом.

Маггемит. Окисление магнетита представляет собой непрерывно-прерывистый процесс с постепенным переходом магнетита в маггемит, затем в гематит. Минераграфический и рентгеноструктурный анализ (табл. 2) показали, что во всех горизонтах, где отмечается маггемит,

Таблица 2

Величина ребра элементарной ячейки магнетита и маггемита в Å

№ обр.	Зоны	a, б, Å	Название минералов
1135	серпентинит	8,398	магнетит II
259	аподунитовый серпентинит	8,391	"
1067	серпентинит	8,387	магнетит II + гематит
1082	серпентинит	8,387	" "
1120	"	8,386	" "
745	выщелоченный серпентинит	8,376	маггемит + гематит
439	выщелоченный карбонатизированный серпентинит	8,350	маггемит + гематит
1336	выщелоченный серпентинит		" "
1119	нонтрониты	8,376	" "
558	"	8,356	" "
557	"	8,356	" "
1065	"	8,35	" "
1064	"	8,36	" "
560	"	8,346	" "
651	"	8,33	" "
1027	"	8,395	магнетит III + гематит
1062	охры	8,34	маггемит + гематит
м-33	"	8,25	" "
1117	"	8,346	" "
80	"	8,346	" "

он является продуктом окисления магнетита. При изучении шлифов из различных зон выветривания серпентинитов в отраженном свете устанавливается, что маггемит частично или полностью замещает магнетит, повторяя его формы. Аналогично магнетиту количество маггемита возрастает от выщелоченных серпентинитов к охрам. Породы, содержащие маггемит, обладают красновато-бурым с лиловым оттенком цветом и повышенной магнитностью.

В отраженном свете минерала серый (темнее гематита), изотропный. В отличие от магнетита обладает ярким красновато-бурыми внутренними рефlekсами.

Рентгеноструктурным анализом устанавливается кубическая структура маггемита с величиной ребра элементарной ячейки $a = 8,25 - 8,376 \text{ \AA}$. Известно, что величина элементарной ячейки зависит от размеров ионных радиусов катионов (Михеев). Опыты по окислению магнетита в маггемит, приведенные Э. П. Сальдау (8), показали, что превращение магнетита в маггемит идет с уменьшением ребра элементарной ячейки. Уменьшение ребра элементарной ячейки вызвано заменой Fe^{2+} с ионным радиусом $0,74 \text{ \AA}$ (по Аренсу) на Fe^{3+} с ионным радиусом $0,64 \text{ \AA}$. Колебание величины «а» в маггемитах Белининского массива вызвано различной степенью замещения двухвалентного железа трехвалентным и различным количеством никеля с ионным радиусом $0,69 \text{ \AA}$, входящего в маггемит (табл. 2). Как показал химический анализ, содержание никеля в маггемите колеблется в широких пределах от 0,17 до 2,03%. Содержание никеля в маггемите зависит от содержания никеля в магнетите. Если маггемит образовался по магнетиту I и II генерации, то содержания в нем никеля будут низкие (табл. I, обр. 413, 439, 745, 80). Маггемит, образовавшийся по гипергенному магнетиту, содержит повышенные концентрации никеля. Поскольку в зоне нонтронитов и охр присутствует остаточный и гипергенный магнетит, то при отборе мономинеральных фракций разделение на генерации не было произведено. Таким образом, содержание никеля и кобальта дается по всем магнетитам и маггемитам, находящимся в зоне. Содержание гипергенного магнетита значительно превышает количество остаточного магнетита, поэтому магнетиты и маггемиты, выделенные из нонтронитов и охр, содержат повышенные количества никеля.

Таблица 3

Химический состав магнетита и маггемита

Окислы	Проба № 9	№ 1064	№ 1065	№ 1062	1067
SiO_2	4,83		0,9	10	25,53
TiO_2	0,41				
FeO	10,74		0,32	сл.	
CaO	сл.				
MgO	2,25		7,2	9	22,18
NiO	1,93	0,44	0,82	0,41	0,80
CoO		0,066	0,092	0,066	0,086
ZnO		0,29	0,20	0,20	0,26
MnO	0,56				
Al_2O_3	2,25				
Fe_2O_3	66,64	64,66	79,24	74,63	40,70
Cr_2O_3	9,11				
H_2O^+	3,9		4,5	5	11
Сумма	102,62		99,27	99,306	100,556

Химический анализ гипергенного магнетита, замещенного маггемитом, приведен в таблице 3.

Спектральный анализ маггемита из охр, в отличие от магнетита из серпентинитов, показывает присутствие бария и ванадия.

Интересен вопрос о форме вхождения никеля в магнетит. Поскольку дифракционные линии треворита NiFe_2O_4 перекрываются линиями магнетита и маггемита, то установить наличие треворита в магнетите и маггемите не представляется возможным. Пересчет же химических анализов магнетита и маггемита на миналы показал, что в магнетите II генерации содержание треворита 2,6%, а в гипергенном магнетите от 0,9 до 3,93%.

Поскольку кристаллохимические свойства двухвалентного железа и никеля близки, причем ионный радиус никеля несколько меньше такового Fe^{+2} , э.к. никеля выше, чем у железа, то изоморфное замещение двухвалентного железа никелем энергетически выгодно.

Таким образом, установление гипергенного никельсодержащего магнетита и развивающегося по нему маггемита имеет не только теоретическое, но и практическое значение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гинзбург И. И., Рукавишникова И. А. Минералогия древней коры выветривания Урала. Изд-во АН СССР, 1951.
 2. Гинзбург И. И. Никелистый магнетит в силикатно-никелевых месторождениях. Сборник «Кора выветривания», вып. 3, 1960.
 3. Гладковский А. К., Шарова А. К. Маггемит в бобовинах нижнемеловых западносибирских бокситов. Вопросы геологии Азии, 1953.
 4. Додатко А. Д. Манганокальцит и магнетит из коры выветривания ультрабазитов Среднего Приднестровья. Доклады АН УССР, № 10, 1964.
 5. Литвиненко А. У., Дроздов Г. М. О гипергенном магнетите из коры выветривания ультраосновных пород Среднего Приднестровья. ДАН СССР, 145, № 2, 1962.
 6. Эдельштейн И. И. О гипергенном никелистом магнетите. Сборник «Кора выветривания», вып. 3, 1960.
 7. Эдельштейн И. И. Петрология гипербазитов Тоболо-Иргизского района Южного Урала и особенности связанных с ними кор выветривания. Изд-во «Наука», 1968.
 8. Сальдау Э. П. Кристаллография, вып. 5, 1956.
-

ПАРАЛЛЕЛИЗАЦИЯ РАЗРЕЗОВ КОЛЬЧУГИНСКОЙ СЕРИИ КУЗБАССА ПО ПАЛЕОБОТАНИЧЕСКИМ ДАННЫМ

С. Г. ГОРЕЛОВА, Л. Л. ДРЯГИНА, Л. В. МЕНЬШИКОВА

Продуктивными отложениями ильинской и ерунаковской свит в Кузбассе сложен ряд крупных месторождений угля, часть из которых находится в эксплуатации, а на других ведутся детальная и предварительная разведки. Для правильной оценки новых месторождений и дальнейшего направления поисково-разведочных работ необходима обоснованная увязка разрезов продуктивных отложений. Правильное сопоставление указанных разрезов позволяет установить закономерности в изменении угленосности, качества углей, литологии, развитии флоры и фауны на всей площади бассейна, а также палеогеографическую обстановку бассейна для отдельных отрезков времени и историю геологического развития региона в целом.

Вопросами стратиграфии и параллелизации разрезов кольчугинской серии Кузбасса занимались многие исследователи (Н. М. Белянин, 1956; М. Ф. Нейбург, 1954; Г. П. Радченко, 1956; О. Н. Андреева, 1956; С. Г. Горелова и Л. Л. Дрягина, 1962; О. А. Бетехтина, 1962; Л. В. Меньшикова, 1962).

В работах, посвященных комплексному исследованию разрезов отдельных месторождений, изучались фациальный состав осадков и заключенная в них флора и фауна (О. А. Бетехтина и др., 1962; С. Г. Горелова, Л. Л. Дрягина, Ю. С. Панин, 1968).

Однако единого представления о параллелизации разрезов кольчугинской серии среди исследователей нет. Это объясняется тем, что фациальный состав осадков этой серии не выдержан и резко меняется даже в пределах небольших площадей; отсутствуют маркирующие горизонты, по которым можно было бы надежно производить увязку.

В течение последних лет проводятся палеонтолого-стратиграфические исследования, охватывающие все основные районы кольчугинской серии Кузбасса. Растительные остатки (вегетативные органы) и спорово-пыльцевые комплексы из опорного ерунаковского разреза, а также из разрезов Томь-Усинского, Байдаевского, Осиновского и Терсинского районов изучались С. Г. Гореловой и Л. Л. Дрягиной. Флора из различных месторождений Ленинского района изучалась Л. В. Меньшиковой.

Согласно унифицированной стратиграфической схеме 1964 г. кольчугинская серия верхнепермского возраста включает ильинскую и ерунаковскую подсерии и кузнецкую, казанково-маркинскую, ускатскую, ленинскую, грамотейскую и тайлуганскую свиты.

Кольчугинская серия наиболее полно представлена в опорном разрезе по правому и левому берегам р. Томи, начиная от г. Новокузнецка

до Бабьего Камня, а также в разрезах Терсинского и Томь-Усинского районов.

Геологоразведочные работы в Томь-Усинском районе параллельно с разведкой угля на Распадском месторождении и Чексинском участке позволили составить непрерывный разрез кольчугинской серии, значительно отличающийся по мощности, фациальному составу, строению пластов угля и другим признакам от эталонного ерунаковского разреза. По полноте разреза и достоверности палеонтологического обоснования он не уступает опорному ерунаковскому. Изучение органических остатков из разреза Чексинского участка Томь-Усинского района позволило уточнить прежние представления о стратиграфическом положении разреза Распадского месторождения.

Отложения ильинской и ерунаковской подсерии достаточно полно представлены в разрезах различных месторождений Ленинского района, а также частично Осиновского, Байдаевского, Тагарышского, Краулинского и Ушанского месторождений.

Послойно отобранный из стратиграфических разрезов палеонтологический материал выявил некоторые закономерности в распределении органических остатков, показывающие эволюцию флоры на протяжении поздней перми в Кузбассе. На основании выполненных работ в кольчугинской серии выделено семь флористических комплексов, которые характеризуются следующими особенностями.

Первый флористический комплекс характерен для нижней половины кузнецкой свиты. В него входят заканчивающие свое существование позднебалахонские элементы флоры, представленные крупными листьями *Noeggerathiopsis derzavinii* Neub., *N. latifolia* Neub., мутовками *Annularis planifolia* Radcz., *A. rarifolia* Radcz., кроющими чешуями *Crassinervia kuznetskiana* Neub., листьями *Zamiopteris kuznetskiana* Goret. и *Nephropsis grandis* Goret.

Здесь же появляются первые представители новой кольчугинской флоры *Equisetina* sp., *Comia osinowskiensis* (Chachl.) Radcz., *Noeggerathiopsis aequalis* (Goerpp.) Zal., *N. candalepensis* Zal., *N. mediocris* Goret. и формы, встречающиеся только в кузнецкой свите — *Noeggerathiopsis kuznetskiana* Goret., *Nephropsis lampadiformis* Goret.

В опорном разрезе у г. Новокузнецка появление первого флористического комплекса фиксируется в 110 м выше угольного пласта № 1 (Араличевского) ускатской свиты, в Томь-Усинском районе — выше пограничного конгломерата, залегающего в основании кузнецкой свиты, в Кондомском районе — в 70 м выше пласта угля № 1 усятской свиты. Указанные уровни могут быть приняты за нижнюю границу кузнецкой свиты. Граница между первым и вторым флористическими комплексами проводится в 390 м выше угольного пласта № 1 (Араличевского); в Томь-Усинском районе в 315 м выше основания кузнецкой свиты; в Кондомском районе в 350 м выше основания свиты.

Второй флористический комплекс распространен в верхней половине кузнецкой свиты. Характеризуется дальнейшим развитием типичной кольчугинской флоры, в которой распространены *Koretrophyllites polcashtensis* (Ghachl.) Radcz., *Paraschizoneura sibirica* (Neub.) Radcz., *Prynadaeopteris anthriscifolia* Radcz., *Callipteris zeilleri* Zal., *C. altaica* Zal., *C. ivancevia* Goret., *Petscheria angusta* Radcz., *Noeggerathiopsis minax* Goret., *N. radczenkoi* Goret., *Crassinervia elliptica* Radcz., *C. nervosa* Goret., *Phyllopitys sessilifolia* Goret., *Nephropsis lampadiformis* Goret.

Граница между вторым и третьим флористическими комплексами проводится в опорном разрезе у д. Митиной по конгломератовидно-

му песчанику, принятому за пограничный; в Томь-Усинском районе — в 100 м ниже пласта угля мощностью 1,04 м, выходящего на дневную поверхность по правому берегу р. Томи ниже улуса Нового.

Третий флористический комплекс характерен для казанково-маркинской свиты. В нем отсутствуют своеобразные кузнецкие *Noeggerathiosis* и *Nephropsis*. Преобладающей группой растительности остаются кордаиты, но они приобретают более мелкие размеры листовой пластинки с густым жилкованием и отличаются большим разнообразием видов. Значительное распространение получают членистостебельные растения. Папоротники и птеридоспермы встречаются редко. Для комплекса характерны следующие виды: *Paracalamites iljinskiensis* Gorel., *Annularia batschatensis* Radcz., *Glottophyllum elongatum* Radcz., *G. karpovii* Radcz., *Petscheria angusta* Radcz., *Noeggerathiosis mitinaensis* Gorel., *Crassinervia minima* Such., *Cr. arta* Radcz., *Cr. mitinaensis* Gorel., *Nephropsis apiculiformis* Such.

Спорово-пыльцевые комплексы очень бедны и представлены пыльной кордаитов *Cordaitina rotata* (Lub.) Samoil., тонкошиповатыми спорами *Granulatisporites exvibrabilis* (Andr.), *Spinosisporites heterochaetus* (Andr.) и др.

Граница между третьим и четвертым флористическими комплексами в опорном разрезе по р. Томи у р. Суриковой проводится вблизи пласта № 4; в Томь-Усинском районе — в 110 м выше основания казанково-маркинской свиты; в разрезе Осиновского месторождения — по пласту Е₅; на правом берегу р. Томи ниже д. Абашевой и в Байдаевском месторождении — по пласту № 14. В разрезах Тагарышского, Красулинского, Каменского, Никитинского и Мусохрановского месторождений граница установлена недостаточно точно и проводится условно по пластам Тагарышскому № 1, ниже Кыргайского «а» 1, 37, 30, 30. На Убинском месторождении граница установлена по пласту № 38.

Четвертый флористический комплекс соответствует ускатской свите. В нем продолжают существование виды растений, впервые появившиеся в третьем флористическом комплексе (казанково-маркинская свита). Все большее значение приобретают папоротники и птеридоспермы. Впервые появляются *Koretrophyllites grandis* Gorel., *Listrophyllum uscatense* Zal., *Noeggerathiosis khalfini* Gorel., *Cladostrobilus lutuginii* Neub., *Sylvella dubia* Neub.

Спорово-пыльцевые комплексы характеризуются доминированием тонкошиповатых спор *Acanthotriletes facerus* (Andr.), *Spinosisporites heterochaetus* (Andr.), спор с крупными буграми *Verrucosisporites alligodontus* (Andr.), *Verrucosisporites lyctis* (Andr.). Пыльца древних кейтониювых с ребристой скульптурой тела присутствует постоянно. Это *Striatoluecisporites latissimus* (Lub.), *Striatoluecisporites prolyxus* (Lub.), встречаются *Caythoniapites tecturatus* (Lub.).

Граница между четвертым и пятым флористическими комплексами проводится в опорном разрезе по пласту № 38; в Томь-Усинском районе (Распадское месторождение) — по пласту № 7*, в Байдаевском — по пласту № 26^a; в Тагарышском — по пласту № 17; в Красулинском — по пласту № 23; в Каменском — по пласту № 11; в Никитинском и Мусохрановском — по пласту № 19; в Убинском — по пласту № 22; на участке «Южное замыкание ленинской синклинали» — по пласту Майоровскому; на Караканском месторождении — по пласту № 27; в разрезе Тарсьминского месторождения по пласту № 22; на Ушаковском — по пласту № XV.

* Ранее на этом уровне проводилась граница между казанково-маркинской и ускатской свитами (С. Г. Горелова, 1962).

В составе ерунаковской подсерии выделены 3 флористических комплекса.

Пятый флористический комплекс соответствует ленинской свите. Флора отличается обилием и разнообразием видов. Сплошным развитием пользуются кордаиты, широко распространены папоротники и членистостебельные, значительное место принадлежит птеридоспермам. Появляются новые виды: *Trizygia tomiensis* Gorrel., *Koretrophyllites tomiensis* Radcz., *Annularia lanceolata* Radcz., *Comia dentata* Radcz., *Glottophyllum cuneatum* Zal., *Rossovites petschorensis* Zal., *Crassinervia basicuneata* Radcz., *Nephropsis cordata* Radcz., иногда появляются *Tychtopteris cuneata* Zal., *Iniopteris sibirica* Zal.

В спорово-пыльцевом комплексе руководящее значение имеют споры *Verrucosisporites ingentis* (Marczenko), *Spinosisporites acinaciformis* (Andr.), *Trachytriletes tumulosus* (Andr.), *Lophotriletes abruptus* (Andr.). Пыльца кордаитов постоянно присутствует в комплексе в сумме 30—40% от общего числа экземпляров. Содержание пыльцы *Lueckisporites*, *Caythoniapites* и *Striatolueckisporites* значительно снижается по сравнению с комплексами ускатской свиты.

Граница между пятым и шестым флористическими комплексами проводится в опорном разрезе и Терсинском районе по пласту № 60; в Томь-Усинском районе (Распадское месторождение и Чексинский участок) — по пласту № 21; в Уропском месторождении — по пласту № 17; в разрезах Мусохрановского и Никитинского месторождений — по пласту № 4; в Убинском — по пласту № 16; на участке «Южное замыкание Ленинской синклинали» — по пласту Надбайкаимскому; на Караканском месторождении — по пласту № 17; на Ушаковском месторождении — по пласту № XXXI.

Шестой флористический комплекс соответствует грамотеинской свите. Здесь в массовом количестве появляются и получают значительное распространение растения мезозойского облика *Iniopteris sibirica* Zal., *Chiropteris palmilobata* Zal., *Rhipidopsis palmata* Zal., *Ginkgoites plotnikovoensis* Gorrel., *Tychtopteris cuneata* Zal. Широко распространены *Annularia lanceolata* Radcz., *A. jerunakovensis* Neub., *A. grandifolia* Sched., *Petscheria elongata* Zal.

Спорово-пыльцевые комплексы характеризуются значительным развитием форм с шагреневно-бугорчатой скульптурой экзины (по-видимому, споры хвощей) *Azonoletes gibberosus* (Andr.), *Trachytriletes adspersus* (Andr.), впервые появляются грубошиповатые споры *Lophotriletes multangulis* (Andr.), *Lophotriletes monstrosus* (Drjagina), в верхних горизонтах этой свиты обязательно наличие споры *Cirratriradites gracilis* (Drjagina).

Граница между шестым и седьмым флористическими комплексами установлена в опорном разрезе в Терсинском районе по пласту № 78; на Чексинском участке в Томь-Усинском районе — по пласту № 29; на Североталдинском профиле Ерунаковского района — по пласту № 22; на Уропском и Караканском месторождениях — по пласту № 4; на Ушаковском месторождении — по пласту XXXVIII.

Седьмой флористический комплекс характерен для отложений тай-луганской свиты, в нем дальнейшее развитие получают растения мезозойского облика, среди которых продолжают существовать кордаиты. При этом листья *Noeggerathiopsis* приобретают карликовые размеры, по очертаниям листовой пластинки они напоминают листья *Noeggerathiopsis* из ускатской свиты, но отличаются более густым жилкованием.

Характерными растениями являются: *Annularia jerunakovensis* Neub., *Javorskyia mungatica* Radcz., *Petscheria elongata* Zal.,

Zamiopteris tailuganensis Gorel., *Noeggerathiopsis minutifolia* Radcz., *N. sphenoides* Gorel., *Ginkgoites plotnikovoensis* Gorel.

Спорово-пыльцевые комплексы отличаются преобладанием шагреново-бугорчатых спор *Trachytriletes adspersus* (Andr.), впервые появляются острошиповатые споры *Spinosisporites acerrimus* (Andr.), *Acanthotriletes aggestus* (Andr.), *Lophotriletes trisulcus* (Andr.). В комплексах многочисленная пыльца *Entylissa*, *Marsupipollenites*, *Caythoniapites*, в единичных экземплярах встречена пыльца *Vittatina*.

Таким образом, в разрезе угленосных отложений кольчугинской серии может быть выделено 7 флористических комплексов, характерных для определенных частей разреза, что дает возможность использовать растительные остатки для корреляции разновозрастных отложений различных районов Кузбасса.

• _____

К ВОПРОСУ О НИЖНЕКЕМБРИЙСКОМ ВУЛКАНИЗМЕ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО АЛТАЯ

Б. Г. КРАЕВСКИЙ

В настоящее время существует мнение о широком распространении вулканогенных образований в нижнем кембрии северо-восточных районов Алтая и в частности на междуречье рр. Бии и Катунь. Эта точка зрения развивается в работах А. Ф. Белоусова (3), А. Ф. Белоусова и В. М. Сенникова (4), А. Ф. Белоусова и Ю. Н. Кочкина (5), Ю. Н. Кочкина (7), В. В. Хоментовского и др. (11). А. Ф. Белоусов и В. М. Сенников считают, что главная масса эффузивов приурочена к нижней части нижнекембрийского разреза, которая включает бостальскую и сарысазскую свиты предложенной ими стратиграфической схемы. В отложениях, залегающих выше (тырганская и большеишинская свиты по той же схеме), эффузивы по их мнению развиты значительно меньше. По представлениям В. В. Хоментовского, И. Т. Журавлевой и др. (11) наличие вулканогенных пород в том или ином количестве характерно для всего разреза нижнего кембрия рассматриваемой территории; при этом в пределах отдельных локальных структур на расстоянии 5—6 км мощные толщи эффузивов и туфов полностью замещаются нормально-осадочными образованиями.

Новые фактические данные, полученные автором при изучении разрезов междуречья рр. Бии и Катунь совместно с В. А. Асташкиным и А. Б. Гинцингером, позволяют иначе рассматривать вопрос о распределении вулканогенных образований в разрезе нижнего кембрия этой части Алтая.

Необходимо уточнить положение о широком развитии эффузивной деятельности в начале раннекембрийской эпохи. По наблюдениям 1965 г. (1) сарысазская осадочно-вулканогенная свита в стратотипическом районе (хребет Иолго) отделяется крупным перерывом от перекрывающих ее фаунистически охарактеризованных нормальноосадочных отложений тырганской свиты нижнего кембрия; достоверных находок кембрийских органических остатков в сарысазской свите неизвестно. На этом основании нижняя часть сарысазской свиты была отнесена не к нижнему кембрию, а к докембрию, что в настоящее время подтверждается палеонтологическими данными. В нижней части сарысазской свиты вблизи горы Альбаган В. А. Асташкиным найдена проблематика *Gleocapsella ginzingeri* Rospr. (определение А. Г. Поспелова), известная в отложениях позднего кембрия. Верхний возрастной предел сарысазской свиты до сих пор устанавливался по археоциатам, найденным в основании тырганской свиты. И. Т. Журавлева определила

из сборов автора *Archaeolynthus unimurus* (Vologd.), *Capsulocyathus subcallosus* Zhur., *Nochorocyathus* ex gr. *mariinskii* Zhur., *Paranacyathus* sp., *Coscinocyathus* cf. *simplex* Vologd., *Tersia* sp., *Rhizacyathus composites* (Vologd.), *Orbicyathus kazyrensis* Zhur., *Cambrocyathellus* sp., *Dictyocyathus* sp., *Tumulocyathus* sp. и другие. По ее заключению этот комплекс позволяет датировать возраст вмещающих отложений в широких пределах — ербинские слои баградского горизонта плюс санаштыгкольский горизонт. Иной комплекс фауны из этого же пункта определен С. В. Чернышевой (по сборам М. Ф. Романенко), которая оценивает его возраст как подсанаштыгкольский. Таким образом, палеонтологические данные показывали только то, что кровля сарысаской свиты располагается ниже подошвы санаштыгкольского горизонта. Возраст же верхней части сарысаской свиты мог пониматься различно, в зависимости от того, какое значение придавать предтырганскому перерыву.

В 1965—1966 гг. при исследованиях в бассейне р. Тырги автором получены данные, уточняющие положение верхней границы сарысаской свиты. В указанном районе на водоразделе рр. Учек и Тырга вскрывается толща миндалекаменных порфиров и туфов основного и смешанного состава, описанная ранее как сарысаская свита (4). Действительно, указанная толща имеет сходство с сарысаской свитой хребта Иолго, хотя и отличается от нее по строению разреза и отчасти по составу пород. В эту же толщу А. Ф. Белоусов и В. М. Сенников включали нормально осадочные породы левобережья р. Тырги, содержащие нижнекембрийскую фауну. Как оказалось, эти породы не могут объединяться с эффузивами и туфами: они залегают на последних, образуя самостоятельную толщу, хорошо прослеживаемую по простирацию. До 1960 г. В. М. Сенниковым эти отложения также разделялись, хотя и в несколько иных границах, чем это делается в настоящее время автором. Песчано-сланцевая толща р. Тырги выделяется нами в убинскую свиту по аналогии с предложенными ранее убинскими слоями (6).

Убинская свита сложена главным образом чередующимися пачками по 100—200 м мощностью кварцевых песчаников, глинистых сланцев и известковистых алевролитов; встречаются единичные линзовидные прослои известняков мощностью 30—90 м, в одном из которых у д. Верх-Тырги содержатся археоциаты и трилобиты. По определению О. К. Полетаевой (10) и Л. Н. Репиной (11) трилобиты представлены формами *Resimopsis altaica* Polet., *Alataurus menneri* Rep., *Prototypus tyrgaensis* Rep., позволяющими уверенно относить эти отложения к нижней части ербинских слоев баградского горизонта (комплекс с *Resimopsis*).

На известняках с указанной фауной залегает тридцатиметровая пачка глинистых сланцев и алевролитов, в которой автором найдены и определены трилобиты *Alacephalus* sp. и *Palaeolenella* sp., характерные для верхней части ербинских слоев баградского горизонта (комплекс с *Sajanaspis*). Таким образом, фауна, содержащаяся в убинской свите по р. Тырге, датирует в целом ербинские слои баградского горизонта.

Если принять во внимание, что известняки с *Resimopsis* sp. находятся довольно высоко (в 650 м) от основания свиты, а также учесть нахождение археоциат плохой сохранности в вершине р. Ашпанак в 250 м стратиграфически ниже, то можно думать, что в своей нижней части убинская свита соответствует более древним, чем ербинские, белокаменским слоям. Необходимо отметить обилие отмытых кварцевых песчаников в нижних горизонтах убинской свиты. Возможно, они указывают на наличие довольно продолжительного перерыва перед отло-

жением свиты, в течение которого образовывались коры выветривания и происходило их переотложение. Если это действительно так, то завершение формирования вулканогенных отложений сарысазской свиты, подстилающих убинскую, должно относиться к еще более раннему времени — к концу докембрия и к самому началу кембрия (усть-кундатский горизонт). Вышеизложенное позволяет говорить об отсутствии или весьма незначительном развитии эффузивных проявлений в течение нижней половины раннего кембрия.

Иная картина отмечается для второй половины раннекембрийской эпохи, когда вулканическая деятельность в описываемом районе получает широкое распространение. К продуктам нижнекембрийских эффузивных процессов относятся пестроцветные осадочно-вулканогенные отложения, содержащие в прослоях и телах известняков археоциат и трилобитов. Они изучались в бассейне р. Ынырги А. А. Зенковой и Т. Ф. Васютинской (8), А. Ф. Белоусовым (2), А. Ф. Белоусовым и В. М. Сенниковым (4)*, Б. Н. Лузгиным (9) и другими геологами. Положение в разрезе толщи р. Ынырги долгое время оставалось недостаточно ясным, поскольку не наблюдалась достоверно ее нижняя граница. Автором было выяснено, что подобные отложения пользуются более значительным распространением, чем представлялось ранее: они развиты по рр. Тырге и Ашпанак, откуда вдоль р. Учек протягиваются в бассейн р. Саракокси. Установлено, что эти существенно грубообломочные породы со структурным несогласием ложатся на песчаники и сланцы убинской свиты (это можно наблюдать по левобережью рр. Ашпанак и Тырги). Автор предлагает именовать охарактеризованные отложения ашпанакской свитой от р. Ашпанак, правому притоку р. Иша. Название большеиншинская свита, под которым их описывали А. Ф. Белоусов и В. М. Сенников, не может быть принято, поскольку А. А. Зенковой и Т. Ф. Васютинской, впервые выделившими эту свиту, в нее включались отложения майского яруса среднего кембрия и тремадока. Нельзя использовать и название верхнеыныргинская свита, предложенное А. В. Кривчиковым, так как последний включил в нее отложения различного стратиграфического положения и в частности те, которые выделяются ныне в убинскую свиту.

Ниже дается краткая характеристика состава ашпанакской свиты, в отношении которого получены дополнительные новые данные. В нижних горизонтах свиты, как это можно наблюдать у дер. Бочкаревки, в верховьях р. Ашпанак, на водоразделе рр. Мал. Иша и Ашпанак, преобладают главным образом конгломераты. В составе хорошо окатанных галек и валунов имеются лиловые, вишневые и зеленые плагиоклазовые и пироксен-плагиоклазовые, реже афанитовые порфиры, а также кристаллокластические пироксен-плагиоклазовые и роговообманково-пироксен-плагиоклазовые туфы. Кроме того, в гальке встречаются кварцевые кератофиры, серые роговообманковые плагиограниты, диориты, элидозиты, известняки. Состав конгломератов, соотношение количества цемента и обломков, степень сортировки сильно меняются по простирацию. Иногда среди описанных пород наблюдаются покровы лиловых и вишневых порфиритов. Более высокие части разреза ашпанакской свиты представлены в основном чередованием лиловых, вишневых, зеленых, темно-серых и др. порфиритов, лавобрекчий, туфов, а также туфопесчаников и конгломератов, подобных вышеописанным, но с обломками главным образом порфиритов и туфов. Встречены редкие пачки до 300 м мощностью переслаивающихся глинистых

*) Близкие по составу отложения отмечаются теми же исследователями по р. Б. Ише.

сланцев, алевролитов и кварцевых гравелито-песчаников. Мощность свиты по разрезу в районе д. Верх-Тырги составляет 1500 м. Полная ее мощность, вероятно, значительно больше. Возраст вулканогенно-осадочных образований ашпанакской свиты определяется по фауне, обнаруженной в составе толщи в ряде пунктов в известняковых линзах, прослоях и в образовавшихся за их счет глыбах. Так, в давно известном местонахождении по р. Алтыргани в небольших по размерам телах известняков содержатся многочисленные археоциаты *Erbocyathus* aff. *obrutchevi* Vologd., *Claruscyathus billingsi* Vologd. и др., трилобиты *Onchocephalina* sp., *Neopagetina* sp., *Laminurus inornatus* Rep., *Bonnia* cf. *sizovae* Pokr. (4, 11). Перечисленная фауна позволяет относить вмещающие отложения к обручевскому горизонту (точнее к его нижней части). Близкий возраст датируется по археоциатам и трилобитам, найденным стратиграфически несколько ниже А. В. Кривчиковым по правобережью р. В. Ынырги, а также по археоциатам, обнаруженным автором в правом борту р. Учек ниже пос. Бочкаревки. В последнем пункте в линзах и глыбах известняков среди конгломератов А. С. Бояринов определил археоциаты *Tegerocyathus* ? sp. ind. и *Erbocyathidae*. В районе д. Верх-Тырги в крупной (80×20 м) линзе известняков, залегающей по наблюдениям автора в нижней части ашпанакской свиты, содержатся археоциаты *Clathricyathus* sp., *Tercyathus* sp., *Piamaecyathus* sp., *Szeczyathus* sp., *Tegerocyathus* sp., *Ajacyathus* sp., которые указывают уже на более древний санаштыкгольский возраст (11). А. С. Бояринов отсюда определил из сборов автора *Annulocyathus pulcher* Vologd., *Bicyathus ertaschkensis* Vologd., *Batchatocyathus* ? sp. ind., подкрепляющие санаштыкгольский возраст этих слоев. Таким образом, ашпанакская свита в своих низах принадлежит санаштыкгольскому горизонту, вышележащие ее части относятся к обручевскому горизонту, возможно, к его нижней половине. Точное положение верхней границы ашпанакской свиты не может быть установлено, поскольку она несогласно перекрывается отложениями майского яруса среднего кембрия.

Положение в стратиграфическом разрезе пространственно обособленных тырганской свиты с одной стороны, а убинской и ашпанакской — с другой, требует дальнейшего изучения. Тем не менее строение сводного нижнекембрийского разреза в междуречье рр. Бии и Катунь в общем представляется достаточно четко. Нижняя его половина складывается нормальноосадочными образованиями (убинская свита, возможно, низы тырганской свиты); лишь в самом основании разреза предположительно имеются эффузивы, являющиеся венчающими для докембрийской вулканогенной толщи (сарысазской свиты). Широко представлены продукты вулканической деятельности только в верхней половине разреза нижнего кембрия (ашпанакская свита); они локализируются в сравнительно узком стратиграфическом интервале, соответствующем, вероятно, какой-то части санаштыкгольского — обручевскому (всему или его нижней половине) горизонтам.

Ранее древнейшие вулканогенные образования междуречья рр. Бии и Катунь описывались в качестве единого комплекса «нижнекембрийский вулканический комплекс восточноалтайской зоны» (5). Как показывает вышеизложенный фактический материал, объединять их в один комплекс нельзя. Вулканические накопления в Северо-Восточном Алтае фиксируются на двух уровнях, разделенных продолжительным интервалом вулканического покоя и стратиграфически разобщенным. Они характеризуются и различиями состава. В частности, в ашпанакской свите широко развиты красноцветные эффузивы и туфы, имеются андезитовые порфириды (9), чего не отмечается для сарысазской свиты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Асташкин В. А., Краевский Б. Г. Новые данные по стратиграфии древних толщ востока Горного Алтая. Тр. СНИИГГИМС, вып. 34, 1965.
 2. Белоусов А. Ф. К геологии Бийского выступа в Северном Алтае. Тр. горно-геол. ин-та ЗСФАН СССР, вып. 17, 1956.
 3. Белоусов А. Ф. Древнейшие эффузивные проявления в Горном Алтае. Геология и геофизика, № 8, 1961.
 4. Белоусов А. Ф., Сенников В. М. Кембрий Северо-Восточного Алтая. Тр. СНИИГГИМС, вып. 13, 1960.
 5. Белоусов А. Ф., Кочкин Ю. Н. Геохимические особенности лав в рифейско-кембрийских вулканических комплексах Алтая. Сб. «Магматич. комплексы Алтае-Саянской скл. обл.» Тр. ИГиГ СОАН СССР, вып. 33, 1963.
 6. Винкман М. К. Стратиграфическая схема докембрийских и нижнепалеозойских отложений Горного Алтая. Мат. по геол. Зап. Сибири, вып. 61, М., 1958.
 7. Кочкин Ю. Н. Вулканогенные комплексы позднего протерозоя и кембрия в Горном Алтае. Автореферат дисс. на соискание уч. ст. канд. геол.-мин. наук, 1964.
 8. Кузнецов В. А. Горный Алтай. Кембрийская система. Геология СССР, т. XIV, 1948.
 9. Лузгин Б. Н. Проявление вулканических процессов на Синюхинском рудном поле. Мат. по минер., петр. и пол. иск. Зап. Сибири и Красн. края. Томск, 1965.
 10. Полетаева О. К. О некоторых новых находках кембрийских трилобитов в Горном Алтае. Тр. СНИИГГИМС, вып. 23, 1962.
 11. Хоментовский В. В., Журавлева И. Т., Репина Л. Н., Розанов А. Ю. Нижний кембрий Горн. Алтая. Изв. АН СССР, сер. геол., № 3, 1962.
-

ТОВАРНЫЕ КАЧЕСТВА НЕФТИ СРЕДНЕНЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н. М. СМОЛЬЯНИНОВА, К. К. СТРАМКОВСКАЯ, С. И. СМОЛЬЯНИНОВ
Л. А. ПОНОМАРЕВА, С. И. ХОРОШКО

Средненюрольское месторождение нефти находится в Каргасокском районе Томской области. Нефть этого месторождения является малосернистой, парафинистой и с большим содержанием фракций, выкипающих до 200 и 300°C — соответственно 33,9—49,4%. Товарные качества ее приведены в таблице 2.

Бензиновые фракции имеют относительно низкие октановые числа, но с добавкой этиловой жидкости в количестве 0,82 г/кг топлива отвечают требованиям технических норм на автобензин марки А-66.

Углеводородный состав бензиновых фракций (таблицы 1, 2, 4) показывают, что они, обладая ничтожной сернистостью и малым содержанием ароматических углеводородов, могут явиться благоприятным сырьем для химической переработки в процессах пиролиза и каталитического риформинга.

Таблица 1

Характеристика сырья для каталитического риформинга

Температурные пределы отбора фракций, °C	Выход на нефть, %, вес	ρ_{40}^{20}	Содержа- ние серы, %	Содержание углеводородов, %, вес		
				арома- тических	нафтен- ных	метано- вых
62—85	2,9	0,6981	отс.	4	39	57
62—105	6,8	0,7168	отс.	3	38	59
85—105	3,9	0,7234	отс.	3	37	60
85—120	7,4	0,7300	отс.	3	33	64
85—180	22,0	0,7513	отс.	6	30	64
105—120	3,5	0,7353	отс.	3	28	69
105—140	8,3	0,7421	отс.	5	30	65
120—140	4,8	0,7480	отс.	6	32	62
140—180	9,8	0,7550	отс.	8	28	64

Фракция, выкипающая в пределах 120—240°C, по всем показателям, кроме кислотности, соответствует реактивному топливу марки ТС-1 (ГОСТ-10227-62); фракция 120—280°C — топливу Т-1. По-видимо-

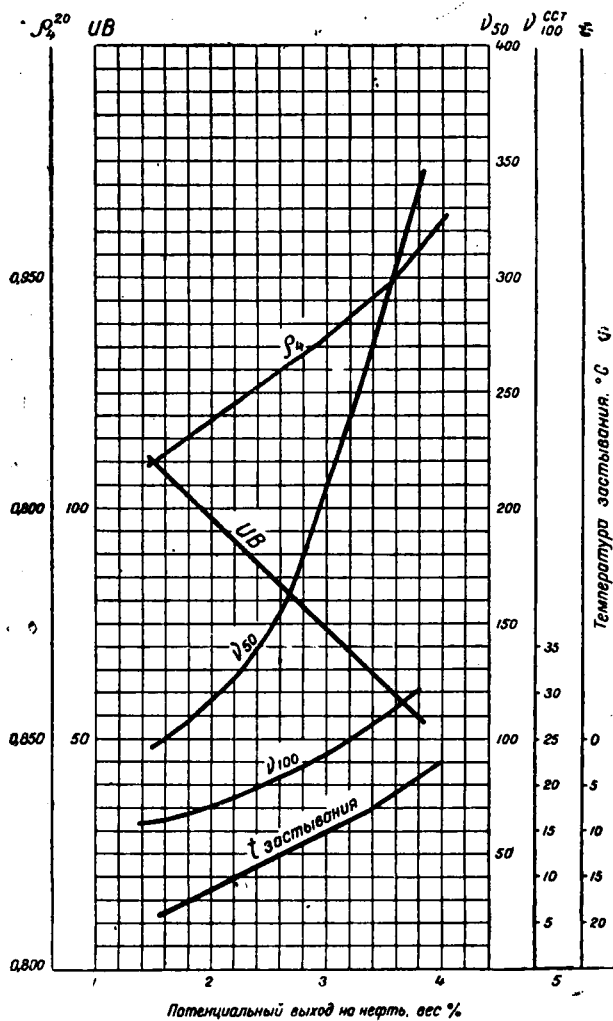


Рис. 1. Кривые зависимости качества масел от глубины адсорбционного разделения остатка выше 450°C .

Характеристика товарных продуктов

Температура отбора, °С	Выход на нефть, %	Плотность, ρ_{20}^4	Вязкость, сст			Содержание общей серы, %	Температура, °С				Иодное число г на 100 г прод.	Октановое число	Цетановое число	Содержание углевод., %			Коксуемость, %	Высота неконтактного пламени, мм
			20°С	50°С	100°С		застывания	в закрытом тигле	помутнения	начала кристаллизации				ароматический	нафтеновых	метановых		
Бензиновая фракция																		
28—200	33,9	0,7495	—	—	—	отс.	—	—	—	—	—	52,0	—	6,0	29,0	65,0	—	—
Топливо для реактивных двигателей																		
120—240	28,4	0,7835	1,55	—	—	0,02	—	41	—	—51	0,40	—	—	13,4	—	—	—	24
120—280	38,7	0,7895	1,60	—	—	0,03	—	46	—	—40	0,33	—	—	15,9	—	—	—	33
Дизельные дистилляты																		
150—350	48,7	0,8255	3,50	2,10	—	0,11	—34	70	—12	—	0,49	—	57	—	—	—	0,01	—
200—350	36,1	0,8370	5,10	2,50	—	0,21	—18	97	—8	—	0,79	—	58	—	—	—	0,03	—
240—350	27,6	0,8425	6,40	3,25	—	0,28	—15	109	—3	—	0,77	—	58	—	—	—	0,04	—
Керосиновые дистилляты																		
150—280	31,4	0,8145	—	—	—	0,05	—	56	—32	—	—	20,0	—	—	—	—	—	25
150—320	32,3	0,8155	—	—	—	0,06	—	68	—15	—	—	19,0	—	—	—	—	—	25
Сырье для каталитического крекинга																		
350—450	19,7	0,8970	—	—	4,72	0,71	23	—	—	—	—	—	—	45,0	—	55,0	0,02	—

Из средненюрольской нефти может быть получен осветительный керосин в количестве 32,3%.

Характеристика мазутов и остатков

Мазут и остаток	Плотность ρ_4^{20}	Вязкость условная Градусы Энглера			Температура, °С		Содержание серы, %	Коксусе- мость, %	Выход на нефть, %
		ВУ ₅₀	ВУ ₈₀	ВУ ₁₀₀	вспы- шки	засты- вания			
Мазут топочный 40	0,9325	—	8,0	4,5	208	25	1,08	6,0	23,0
Мазут топочный 100	0,9485	—	15,0	8,6	235	29	1,20	7,6	16,8
Мазут топочный 200	0,9395	—	10,4	6,5	223	27	1,14	6,8	19,8
Остаток:									
выше 350	0,9180	19,1	3,7	2,6	191	21	0,96	4,7	28,4
выше 400	0,9485	—	15,5	8,6	235	29	1,20	7,6	16,8
выше 450	0,9745	—	—	21,0	290	35	1,40	10,0	8,7

Характеристика погонов, служащих для получения дизельных топлив, приведенная в таблице 2, показывает, что фракция 150—350°С по всем показателям отвечает ГОСТу 305—62 на летнее дизельное топливо; фракция 200—350°С — топливу марок Л и С; фракция 240—350°С соответствует топливам марок ДТ-1, ДТ-2, ДТ-3 по ГОСТу 1167-51.

Углеводородный состав фракций

Наименование компонентов	Состав фракций в %
Метановых углеводородов	
в том числе н-строения	27,69
и-строения	31,45
Пятичленных наftenовых углеводородов .	25,14
Шестичленных наftenовых углеводородов .	13,94
Ароматических углеводородов	1,79

Выход сырья для каталитического крекинга составляет 19,7%. В состав его входит 55% метано-нафтовых углеводородов и 45% ароматических.

Характеристика мазутов и остатков разной глубины отбора, представленная в таблице 3 и рис. 2, показывает, что мазуты марок 40 и 100 не соответствуют ГОСТу 10585-63 по температуре застывания и, очевидно, могут быть использованы лишь как топливо МП (для мартеновских печей). Мазут марки 200 может быть получен из данной нефти с характеристиками, полностью отвечающими ГОСТу.

Результаты адсорбционного разделения фракции 350—450° и остатка, кипящего выше 450°C, представленные на рис. 1, показывают, что из данной нефти может быть выделено 17,6% дистиллатных и 2,5% остаточных масел с индексом вязкости 85.

Из указанных дистиллатной фракции и остатка может быть получено в расчете на нефть соответственно 1,79, 2,2% парафинового гача с температурой плавления около 50°C.

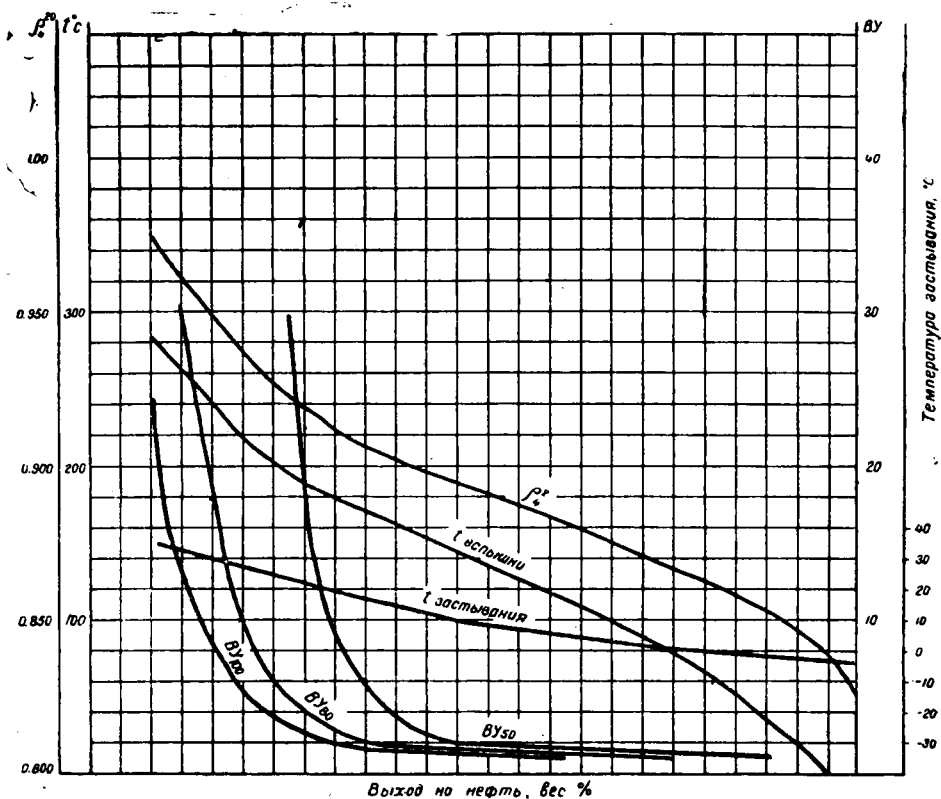


Рис. 2. Характеристика остатков разной глубины отбора

Из изложенного следует, что нефть Средненюрольского месторождения является ценным сырьем для химической переработки и для получения топлив и масел.

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
Юзвицкий А. З., Авдеев С. С. Метаморфизм и качество углей глубоких горизонтов Анжерской синклинали	3
Рожок Н. Г., Запивалов Н. П., Зубарев Е. М., Краснова В. П., Минько В. А., Миронов Ю. К., Пьянков Б. Н., Таруц Г. М. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности месторождений нефти и газа Томской области	12
Сердюк З. Я., Розин А. А. Образование гидрохимических и минералогических аномалий в Западно-Сибирской плите под воздействием глубинного углекислого газа	28
Зеленовский П. И., Гнетнев Н. И. Терсинское месторождение углекислых минеральных вод в Кузбассе	37
Беляев А. П., Олейников В. В. Геологическое строение Таловского рудного поля	44
Гребенюк В. В., Птицына М. Н., Шамшиков И. Ф., Эйхенвальд Н. С. Некоторые черты строения платформенных структур южной части Западно-Сибирской плиты и оценка их нефтегазоносности	49
Добронравов В. Ф. Метаморфизм углей Ольжерасского месторождения	55
Швецов А. Я. Геолого-петрографическая характеристика и генезис подолочных камней Коргонского месторождения	66
Манаева А. В. О никелистом магнетите и маггемите из коры выветривания Белининского массива	74
Горелова С. Г., Дрягина Л. Л., Меньшикова Л. В. Параллелизация разрезов кольчугинской серии Кузбасса по палеоботаническим данным	80
Краевский Б. Г. К вопросу о нижнекембрийском вулканизме Северо-Восточного Алтая	85
Смольянинова Н. М., Страмковская К. К., Смольянинов С. И., Пономарева Л. А., Хорошко С. И. Товарные качества нефти Средненюрольского месторождения	90

Метаморфизм и качество углей глубоких горизонтов Анжерской синклинали. А. З. Юзвickий, С. С. Авдеев. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, Томск, 1969, 10 стр.

Изучены петрография, метаморфизм и качество углей глубоких горизонтов Анжерской синклинали, разрабатываемых шахтами № 5—7 и № 9—15. Установлено, что с повышением степени метаморфизма углей выход летучих и спекаемость закономерно уменьшается. Наблюдается отощение углей на глубину по падению продуктивной свиты. Шахты располагают сравнительно небольшими возможностями для развития добычи коксующихся углей марки ОС (отощенные спекающиеся). Угли переходной зоны от отощенных спекающихся к тощим рекомендуется использовать в коксовой шихте.

УДК 553.984.982 (571.16)

Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности месторождений нефти и газа Томской области. Н. Г. Рожок, Н. П. Запивалов, Е. М. Зубарев, В. П. Краснова, В. А. Минько, Ю. К. Миронов, Б. Н. Пьянков, Г. М. Тарун. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, Томск, 1969, 16 стр.

Приводятся сведения о геологии десяти новых месторождений нефти и газа, открытых на территории области. Особый интерес для поисков новых месторождений представляют Александровский, Ларь-Еганский, Нововасюганский, Средневасюганский, Пудинский нефтегазоносные районы. Кроме того, намечается перспективность на нефть и газ впадин и прогибов, разделяющих крупные положительные структуры, а также зон выклинивания юрских и меловых отложений в южной части района.

УДК 550.461 (571.1)

Образование гидрохимических и минералогических аномалий в Западно-Сибирской плите под воздействием глубинного углекислого газа З. Я. Сердюк, А. А. Розин. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, Томск, 1969, 9 стр.

Приводятся результаты изучения химического и газового состава вод мезокайнозойских отложений в пределах нефтеносных областей Западной Сибири. Отмечается пониженный метаморфизм подземных вод юры по сравнению с водами меловых отложений. Рассматривается вопрос о связи изменений солевого и газового состава вод с локальными, тектоническими условиями отдельных районов и с поступлением из фундамента углекислого газа. Кроме того, отмечается влияние углекислого газа на образование вторичного карбонатного цемента в мезозойских отложениях и на формирование в них минералогических аномалий.

УДК 553.7 (571.17)

Терсинское месторождение углекислых минеральных вод в Кузбассе. П. И. Зеленовский, Н. И. Гнетнев. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, 1969, 7 стр.

Приводится геологическое строение Терсинского района. Дается описание водоносных комплексов и режим подземных вод месторождения. Указывается, что в процессе разведки 13 скважинами вскрыты минеральные углекислые воды, содержащие бальнеологически-активные компоненты (углекислота, кремниевая кислота, железо, борная кислота). Минерализация вод 1,5—6,6 г/л, содержание свободной углекислоты 0,5—2,8 г/л. Терсинские воды могут быть использованы при заболевании органов пищеварения, печени и желчных путей.

УДК 553.43/44.042 (571.15)

Геологическое строение Таловского рудного поля. А. П. Беляев, В. В. Олейников. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, Томск, 1969, 5 стр.

Описывается геологическое строение Таловского рудного поля и Таловского участка полиметаллических руд (Рудный Алтай). Отмечается вертикальная зональность гидротермально-метасоматических образований участка. Указываются тектурно-структурные особенности руд и их минералогический состав. Оцениваются перспективы Таловского участка и рудного поля в целом.

Некоторые черты строения платформенных структур южной части Западно-Сибирской плиты и оценка их нефтегазоносности. В. В. Гребенюк, М. Н. ППтицына, И. Ф. Шамшиков, Н. С. Эйхенвальд. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, Томск, 1969, 6 стр.

Рассматриваются локальные структуры, изученные сейсморазведкой, а также некоторые и бурением. Дано их гипсометрическое положение, линейные размеры, площадь, амплитуда, простираание и вытянутость. Строение структур подчинено определенной закономерности, которая сводится к существованию структур двух типов: первые сохраняют антиклинальное строение по всему разрезу платформенного чехла, а вторые переходят вверх по разрезу в моноклинали. Наибольший интерес для поисков нефтегазоносных структур представляют Межовский свод и его склоны, прибортовые части Старосолдатского мегавала, приподнятые области Тарско-Муромцевского прогиба и северо-западное погружение Барабинско-Пихтовской моноклинали.

УДК 552.163:552.574 (571.1.17)

Метаморфизм углей Ольжерасского месторождения. В. Ф. Добронравов. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, Томск, 1969, 11 стр.

Рассматриваются закономерности метаморфизма углей месторождения на основе реконструкции палеогеотермических условий угленосных отложений. Устанавливается, что метаморфизм углей обусловлен палеогеотермическими условиями, существовавшими после древнекембрийской (доюрской) фазы тектогенеза. Градиенты метаморфизма по выходу летучих веществ пропорциональны градиентам температуры в период максимальной метаморфизации угля. Вертикальные градиенты метаморфизма для одного пласта постоянны лишь в случае сохранения угла падения, существовавшего в период максимальной метаморфизации углей. При увеличении угла падения пластов градиенты уменьшаются.

УДК 552.323.1:553.8.062 (235.2222)

Геолого-петрографическая характеристика и генезис поделочных камней Коргонского месторождения. А. Я. Швецов. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, Томск, 1969, 8 стр.

Описывается геологическое строение Коргонского месторождения поделочных камней на Алтае. Приводится петрографическая характеристика основных видов цветных камней, рассматривается их генезис. Указывается, что они представлены эйфельскими кислыми эффузивами коргонской свиты: туфоловами, кварцевыми порфиритами, сферолитовыми порфирами и полосчатыми фельзитами. Отмечается, что ввиду высоких декоративных качеств и крупных запасов поделочных камней месторождение имеет большое практическое значение.

УДК 549.263 (571.15)

О никеленосном магнетите и маггемите из коры выветривания Белининского массива. А. В. Манаева. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, Томск, 1969, 6 стр.

Приводится минералогия магнетита коры выветривания дунит-перидотитового массива. Установлены три генерации магнетита, магнетит I генерации образовался в магматическую стадию и представлен зернами октаэдрической формы в виде вкрапленников в хромшпинелидах и оливине. Магнетит II генерации выделился в гидротермальную стадию. Распределяется он тонкой сыпью и пересекающимися цепочками по граням кристаллов пироксена в виде зерен октаэдрической, реже неправильной формы. Магнетит III генерации связывается с экзогенной стадией минералообразования и представлен агрегатами натечной, удлиненной, изогнутой формы. Маггемит является продуктом окисления магнетита. Он частично замещает последний, повторяя его формы. Количество маггемита возрастает от выщелоченных серпентинитов к охрам.

УДК 561:551.736.3 (571.17)

Параллелизация разрезов кольчугинской серии Кузбасса по палеоботаническим данным. С. Г. Горелова, Л. Л. Дрягина, Л. В. Меньшикова. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, Томск, 1969, 5 стр.

Приводится состав 7 флористических комплексов, кольчугинской серии верхней перми, характерных для нижней и верхней части кузнецкой свиты, для казанково-маркинской, ускатской, ленинской, грамотеинской и тайлуганской свит. Выделение комплексов дает возможность проводить по флоре корреляцию разновозрастных верхнепермских отложений различных районов Кузбасса.

УДК 551.21 (571.15)

К вопросу о нижнекембрийском вулканизме Северо-Восточного Алтая. Б. Г. Краевский. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, Томск, 1969, 5 стр.

Уточняется разрез нижнего кембрия междуречья р. Бии и Катунь. В отличие от представлений об эффузивной деятельности в течение всего нижнего кембрия делается вывод о локализации вулканических накоплений на двух уровнях, разделенных интервалом вулканического покоя.

УДК 543.8 : 553.982(571.16)

Товарные качества нефти Средненюрольского месторождения. Н. М. Смольянинова, К. К. Стражковская, С. И. Смольянинов, Л. А. Пономарева, С. И. Хорош-ко. «Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 4, Томск, 1969, 4 стр.

Нефть месторождения является малосернистой парафинистой и с большим содержанием фракций, выкипающих до 200° и 300°C. Она может использоваться как ценное сырье для химической переработки и для получения топлив и масел.

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ГЕОЛОГИИ И ПОЛЕЗНЫМ ИСКОПАЕМЫМ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Томск, Изд. ТГУ, 1969 г., 100 с. + 3 вкл.

КЗ01736. Сдано в набор 31/III-69 г. Подписано к печати 2/X-69 г.
Формат 84×108¹/₃₂; печ. л. 6,25; (усл. л. 8,7); уч.-изд. л. 8,5.
Заказ 1771. Тираж 1000. Цена 85 коп.

Издательство ТГУ, Томск, 10, пр. Ленина, 36.
Областная типография, Томск, ул. Советская, 47.

Цена 85 коп.

1-01143

Томский госуниверситет 1878



Научная библиотека 00915902