© Ч.М.Халифазаде, И.И.Нуралиев, И.Т.Алиева, 2010

ПЕТРОГЕНЕЗ ОБЛОМОЧНЫХ ПОРОД СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ АЗЕРБАЙДЖАНА И ДАГЕСТАНА

Ч.М.Халифазаде, И.И.Нуралиев, И.Т.Алиева

Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия
AZ1010 Баку, просп. Азадлыг, 20

В статье по результатам исследований обломочных пород среднеюрских отложений Прикаспийской впадины Азербайджана и Дагестана установлено доминирование двух петрографических типов – фельдшпатовых граувакков и граувакковых аркозов, что косвенно указывает на участие в их образовании одного источника сноса. Однако в территориальном их распределении наблюдается четкая закономерность, а именно: граувакковые аркозы развиты в среднеюрских обломочных породах Бегимдаг-Текчайкой структурно-фациальной зоны, а фельдшпатовые граувакки распространены в среднеюрских обломочных породах Присамурской структурно-фациальной зоны (Ялама – Южный Дагестан). В образовании фельдшпатово-граувакккового типа участвовал лишь один основной источник сноса – Средне-Каспийский свод, в строении которого принимал участие метаморфизованный осадочный комплекс верхнего палеозоя и варисцийские гранитоиды, которые широко распространены в герцискоом фундаменте Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака.

Некоторые вопросы петрографии и генезиса среднеюрских отложений Прикаспийской впадины Азербайджана и Дагестана были освещены в работах И.А.Конюхова (1958), Ч.М.Халифа-Заде и А.М.Магомедова (1982). Незначительные сведения о петрографии обломочных пород Прикаспийской впадины найдены нами в работе (Алиев, Акаева, 1957).

Обломочные породы средней юры Прикаспийской впадины участвуют в строении карахской, хивской и хиналугской свит. Они образуют в отложениях этих свит потенциальные природные резервуары, из которых еще в 50-60 годах прошлого столетия в Южном Дагестане (пл. Дузлак, Даг. Огни и Хошмензил) получены промышленные притоки нефти и газа.

В настоящее время в связи с проведением поисковых работ на среднеюрские отложения в структуре Ялама-море значительно возрастает интерес к потенциальным резервуарам в этих отложениях Прикаспийской впадины.

Петрография и генезис среднеюрских обломочных пород Прикаспийской впадины недостаточно освещены в геологической литературе. Между тем их исследование проливает определенный свет на палеогеографическую реконструкцию и геологическое развитие осадочного чехла, а также на оценку природных резервуаров среднеюрских отложений в пределах указанной впадины.

Поэтому нами за последние несколько лет проведены детальные петрографические и петрофизические исследования в образцах, отобранных из предгорных разрезов средней юры Юго-Восточного Кавказа с использованием скудного кернового материала глубоких разведочных скважин Прикаспийской впадины Азербайджана и Дагестана (рис.1,2,3; табл.1,2).

В целом в среднеюрских обломочных породах Прикаспийской впадины установлены следующие петрографические типы: граувакковые аркозы, фельдшпатовые-граувакковые песчаники. В северном Дагестане на хр. Салатау в аллювиальных песчаниках, как исключение, установлены олигомиктовые кварцевые песчаники, образовавшиеся за счет денудации нижнеюрских отложений Дагестанского клина.

В песчано-алевролитовых породах средней юры выявлено 25 аллотигенных и аутигенных минералов. Из них породообразующими являются кварц, ортоклаз, альбит, олигоклаз, обломки осадочных и кремнистых пород, кремнистых сланцев, глинистых сланцев, кварцитов и в редких случаях, эффузивов, из аутигенных минералов – кальцит, сидерит и пирит; из акцессорных минералов отмечены: циркон, турмалин, гранат, апатит,

ставролит, барит, лейкогсен, ильменит, магнетит, биотит, мусковит и хлорит. Встречаются также все минеральные модификации окисей и силикатов титана.

Среди зерен кварца установлены три генетические модификации: кварц с газожидкими включениями и включениями призматических кристаллов турмалина, циркона и темно-зеленых чешуек слюд. Кварц с указанными признаками был определен как магматический, а кварц с волнистым погасанием, в зернах которого иногда отмечаются включения светло-коричневых кристаллов ставролита и золотисто-желтых призматических образований рутила – как метаморфический. Мутные, угловатые и полуокатанные зерна кварца были отнесены к осадочным.

В Прикаспийской впадине Азербайджана глубокие скважины вскрыли лишь отложения хивской, хиналугской и кейванской свит аалена-байоса, а батские отложения размыты древними денудациями мальма и неокома (Халифа-Заде, Магомедов, 1982; Халифа-Заде и др., 2009).

Карахская свита нижнего аалена-тоара вскрыта лишь в Прикаспийской впадине Северного Дагестана на площадях Талги и Иргарбаш. Петрографические исследования обломочных пород этих площадей в данной статье не рассматриваются.

Таблица 1

Средний минералогический состав обломочных пород хиналугской свиты Прикаспийской впадины (в %)

Разведочные площади / Породообразующие минералы	Нардаран (10)	Атачай (8)	Агзы-бирчала (6)	Худат (11)	Ялама (12)	Хошмен-зил (6)	Дузлак (5)
Кварц	23,0	24,0	25,0	17,0	26,0	21,0	24,0
Ортоклаз-микроклин	29,0	27,0	24,0	25,0	23,0	25,0	27,0
Альбит-олигоклаз	6,0	7,0	10,0	8,0	10,0	12,0	7,0
Обломки осадочных пород	21,0	20,0	14,0	18,0	6,0	5,0	18,0
Обломки силицитов и кремнистых сланцев	17,0	10,0	10,0	11,0	10,0	14,0	9,0
Обломки глинистых сланцев	-	-	6,0	7,0	10,0	11,0	7,0
Обломки кристалл. сланцев	2,0	18,0	5,0	6,0	8,0	3,0	2,0
Обломки кварцитов	-	-	3,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Обломки эффузивов	-	-	1,0	1,5	2,0	1,5	-
Мусковит	0,5	1,0	0,5	0,8	0,5	1,0	1,2
Биотит	0,3	1,0	0,1	0,3	0,6	0,5	0,6
Хлорит	0,6	2,0	0,5	0,1	1,5	1,8	1,3
Кианит	-	-	0,1	0,3	0,8	0,5	-
Акцессорные минералы	1,0	1,5	1,8	2,0	1,0	0,8	0,5

В скобках указано количество петрографических анализов

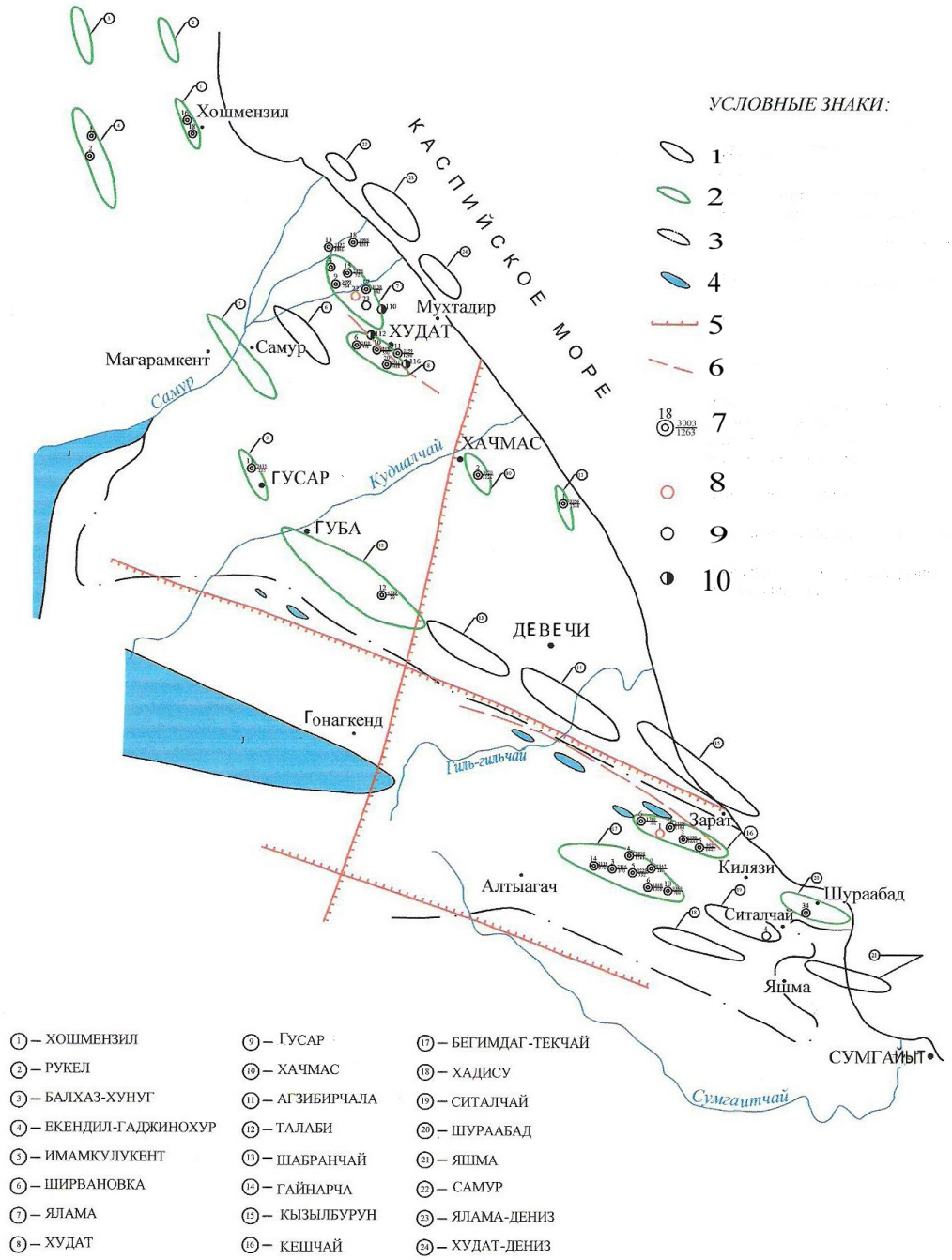


Рис. 1. Схематическая карта структурно-литологического районирования среднеюрских отложений Прикаспийской впадины с указанием расположения локальных структур М. – 1:1000000 (Составил: Ч.М.Халифа-Заде)

Условные знаки:
1- локальные структуры;
2- локальные структуры по среднеюрским отложениям;
3- граница выхода мезозойских отложений;
4- граница выхода юрских отложений;
5- глубинные разломы;
6- тектонические нарушения;
7- скважины, пробуренные на нефть и газ: в числителе – вскрывшаяся поверхность средней юры: в знаменателе – мощность вскрывшихся отложений средней юры;
8- скважины, из которых получены притоки нефти и газа;
9- проектные скважины;
10- скважины, из которых получены термальные воды.
I - Присамурская структурно-фациальная зона;
II - Гусаро-Девечинский прогиб;
III - Бегимдаг-Текчайская структурно-фациальная зона (Хызынский прогиб).

Таблица 2

Средний состав акцессорных минералов в обломочных породах хиналугской свиты Прикаспийской впадины Азербайджана

Разведочная площадь	Кол-во анализов	Акцессорные минералы, % из веса тяжелой фракции									
		циркон	турмалин	апатит	рутил	сфен	пикотит	Роговая обманка	авгит	Мусковит хлорит	Рудные и нерудные минералы
Афурджа	6	15,0	10,0	0,3	17	1,0	0,5	2,0	-	12,0	58,0
Кызылчай	5	17,0	12,0	-	0,4	0,6	2,0	0,5	4,0	15,0	50,0
Гивгинчай	10	25,0	9,0	0,5	6,0	-	5,0	1,0	-	10,0	36,0
Нардаран	8	10,0	8,0	0,4	1,6	0,8	-	1,0	-	16,0	62,0
Текчай	12	15,0	10,0	1,0	2,0	2,5	-	1,0	-	25,0	43,0
Кешчай	20	12,0	6,0	2,0	1,0	0,5	-	2,0	1,0	28,0	48,0
Худат	10	10,0	15,0	4,0	2,0	1,0	-	1,0	0,5	26,0	39,5
Ялама	12	13,0	10,0	3,0	4,0	2,0	-	2,0	-	18,0	61,0
Агзыбирчала	11	15,0	11,0	1,5	2,0	1,0	-	1,3	-	23,0	45,0
Чараджукчай	15	13,0	9,0	0,6	0,4	2,0	1,0	3,0	-	11,0	50,0
Угах	4	10,0	8,0	0,4	1,5	0,8	-	0,2	-	15,0	63,0
Полех	3	13,0	11,0	0,3	0,7	-	-	0,6	1,0	20,0	53,0
Хошмензил	5	20,0	12,0	-	2,0	1,0	-	4,0	0,5	11,0	48,0
Даг. Огни	8	18,0	9,0	-	4,0	1,5	-	3,6	1,0	8,0	43,0
Атачай	7	23,0	8,0	-	2,0	0,5	0,4	0,5	-	14,0	52,0

Примечание: на площадях Ялама и Худат обнаружено до 2% кианита

Обломочные породы хивской свиты Прикаспийской впадины

В строении хивской свиты Прикаспийской впадины в пределах Восточной и Западной антиклинальных зон и Ялама-Худатского палеозойского выступа обломочные породы широко распространены и в фациальном отношении представлены субконтинентальными и морскими мелководными отложениями.

В песчано-алевролитовых породах хивской свиты установлены четыре петрографических типа: граувакково-кварцевые, полевошпатово-граувакковые, граувакко-аркозовые, а также граувакковые песчаники и алевролиты. Распространение этих типов пород в разрезах хивской свиты Прикаспийской впадины Восточного и Юго-Восточного Кавказа дано на диаграммах (рис. 2 и 3). Как видно из рис. 3, в Прикаспийской впадине Азербайджана распространение различных петрографических типов обломочных пород слишком ограничено. Здесь обломочные породы представлены лишь двумя петрографическими типами: ***полевошпатовые граувакки и граувакковые аркозы.*** Такая малочисленность петрографических типов прежде всего обусловлена ограниченностью и монотипностью областей денудации. В ааленбайосскую эпоху среднеюрские отложения формировались за счет денудации герцинидов Средне-Каспийского свода и отчасти размыва Дибраро-Яшминского палеозойского выступа (Бабаев, Гаджиев, 2006). Петрографический состав этой зоны характеризуется широким развитием глинистых и кристаллических хлорит-слюдистых сланцев и варисцийских гранитов. Поэтому в Прикаспийской впадине обломочные породы хивской и хиналугской свит представлены фельдшпатовыми граувакками

и граувакково-аркозами. То же самое нельзя сказать о минералогическом составе обломочных пород аалена-байоса Восточного и Юго-Восточного Кавказа, где петрографический состав и возраст, строение областей денудации более сложен и разнообразен (см. рис. 2). В обломочных породах хивской свиты Юго-Восточного Кавказа и Прикаспийской впадины наиболее широкое распространение имеют фельдшпатовые грауваккии и грауваккковые аркозы. Остальные петрографические типы менее распространены и тесно связаны с конкретными источниками сноса.

Фельдшпатовые грауваккии широко распространены в отложениях хивской свиты Восточного Кавказа. Ряд разрезов Юго-Восточного Дагестана (реки Рубасчай и Чирахчай площади Даг. Огни и Хошмензил) целиком сложены фельдшпатово-грауваккковыми песчаниками и алевролитами. В Восточном Дагестане фельдшпатовые грауваккии в низах разрезов хивской свиты образуют массивные пласты прибрежно-морского и лагунно-заливного происхождения мощностью 10-15 м. На Ялама-Худатском палеозойском выступе, особенно на пл. Худат, хивская свита целиком представлена фельдшпатово-грауваккковыми песчаниками и прожилками, а также линзами витрена (скв. 119). Мощность песчаных толщ достигает 30-40 м. Эти массивные песчаные толщи с высоким удельным сопротивлением 30-40 Ом.м разобщаются маломощными углистыми сланцеватыми аргиллитами. Содержание кварца в песчаниках хивской свиты колеблется в пределах 21-45%. Среди зерен кварца наряду с осадочными и метаморфическими генетическими типами в заметном количестве встречается магматический кварц с включением апатита, турмалина, жидкостей и газов. В центральном (с. Кудутль) и северном (хр. Салатау) Дагестане среди зерен кварца установлены катаклазы. Содержание фельдшпатов колеблется в интервале 16-24%; они представлены в основном ортоклазом. Зерна ортоклаза зачастую свежие с простыми двойниками, местами сильно пелитизированы и серицитизированы. Встречаются пертиты и решетчатый микроклин. Плагиоклазы представлены кислым рядом с показателем преломления 1.51-1.54 и углом погасания симметричной зоны 13-25^0, что соответствует альбит-оликоглазовому ряду или целиком олигоклазу.

Грауваккковые аркозы имеют ограниченное распространение в разрезах Юго-Восточного Дагестана и на Ялама-Худатском палеозойском выступе – Рубасчай, Гамре Озень, Трисанчи пл. Дузлак, Даг. Огни и Худат, Агзыбирчала (см. рис. 2,3). В грауваккково-аркозовых песчаниках содержание кварца колеблется в пределах 20-23%, а фельдшпатов – 26-37% (таб. 1).

Среди зерен кварца установлены осадочные и магматические генетические типы: последние имеют призматические формы с включением циркона, турмалина и пузырьков газа.

Фельдшпаты превалируют в общей массе обломочного концентрата. Содержание плагиоклазов, составляет 6-8% и по угасанию 10-25^0 симметричной зоны они относятся к альбиту-олигоклазу и оликоглазу.

Обломочные породы хиналугской свиты Прикаспийской впадины

В Прикаспийской впадине и Юго-Восточном Кавказе отложения хиналугской свиты, сложены мощными массивными пластами и пачками песчано-алевролитовых пород. В Прикаспийской низменности Азербайджана такая архитектура хиналугской свиты отмечается только в пределах Ялама-Худатского палеозойского выступа. В Гусаро-Девечинском прогибе и Хызынской тектонической зоне хиналугская свита сложена черными глинистыми сланцами, сланцеватыми аргиллитами. Маломощные песчано-алевролитовые пачки установлены лишь в основании хиналугской свиты (Атачай, Кешчай и Нардаран) и в литературе получили название «Аташкаинские песчаники». Удельное сопротивление этих песчаников изменяется в пределах 20-40 Ом.м. Минералогический состав обломочных пород Прикаспийской впадины и Юго-Восточного Кавказа дан в таблицах 1,2.

В пределах Прикаспийской впадины массивные пласты песчаных пачек установлены лишь в Южном Дагестане и Присамурской структурно-фациальной зоне. Такое ограниченное распространение хиналугских песчаников прежде всего обусловлено денудацией герценидов и квазиплатформенного комплекса, расположенного в Средне-Каспийской впадине (Средне-Каспийский свод).

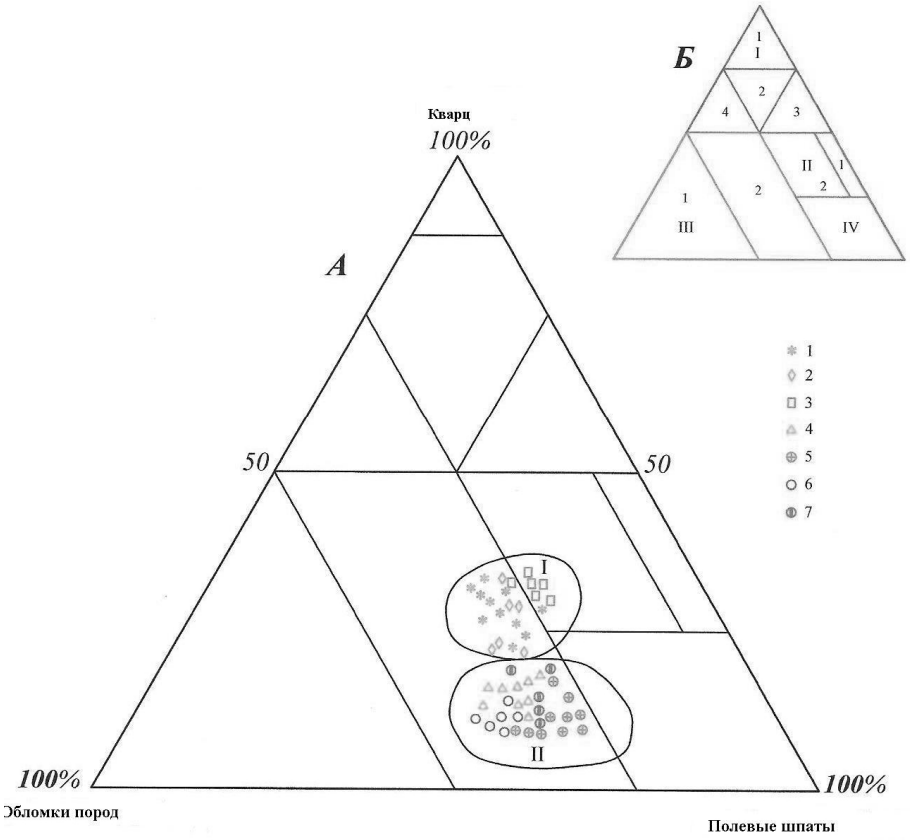


Рис. 2. Генетическая диаграмма минералогического состава обломочных пород средней юры Прикаспийской впадины Азербайджана

А – основная диаграмма: I – обломочные породы Бегимдаг-Текчайской структурно-фациальной зоны; II – обломочные породы Присамурской структурно-фациальной зоны: 1 - обломочные породы пл. Нардаран, 2 - обломочные породы Атачайского разреза, 3 - обломочные породы пл. Агзыбирчала, 4 - обломочные породы пл. Худат, 5 - обломочные породы пл. Ялама, 6 - обломочные породы пл. Хошмензил, 7 - обломочные породы пл. Дузлак.

Б – классификационные поля диаграммы: I – семейство кварцевых песчаников; 1 - мономинеральные кварцевые песчаники, 2 - олигомиктовые кварцевые песчаники, 3 - аркозовые кварцевые песчаники, 4 - граувакковые кварцевые песчаники. II – семейство аркозовых песчаников: 1 - собственные аркозы, 2 - граувакковые аркозы. III – семейство граувакковых песчаников: 1 - собственные граувакки, 2 - фельдшпатовые граувакки. IV – пустое поле.

Здесь хиналугская свита представлена мощными (50-120 м) пачками зеленовато-серых мелко-среднезернистых песчаников, которые разобщены менее мощными (до 50 м) пачками алевролито-сланцевых пород серого и темно-серого цвета.

Песчано-алевролитовые породы хиналугской свиты петрографически характеризуются наибольшим разнообразием (рис. 3). Это разнообразие относится к полевым разрезам средней юры Восточного и Юго-Восточного Кавказа. А в Прикаспийской впадине из-за малочисленности областей денудации обломочные породы представлены лишь тремя петрографическими типами (рис. 2).

Обломочные породы хиналугской свиты Юго-Восточного Кавказа также характеризуются большим разнообразием, что обусловлено многочисленностью областей денудации и разнообразием петрографического состава источников питания. Таким образом, они, согласно классификационной диаграмме, петрографически сложены следующими типами: олигомиктовые и граувакково-кварцевые песчаники, фельдшпатовые граувакки, граувакки и граувакковые аркозы (рис. 3). Наибольшое развитие получили фельдшпатовые граувакки, грауваккова-аркозовые песчаники и алевролиты.

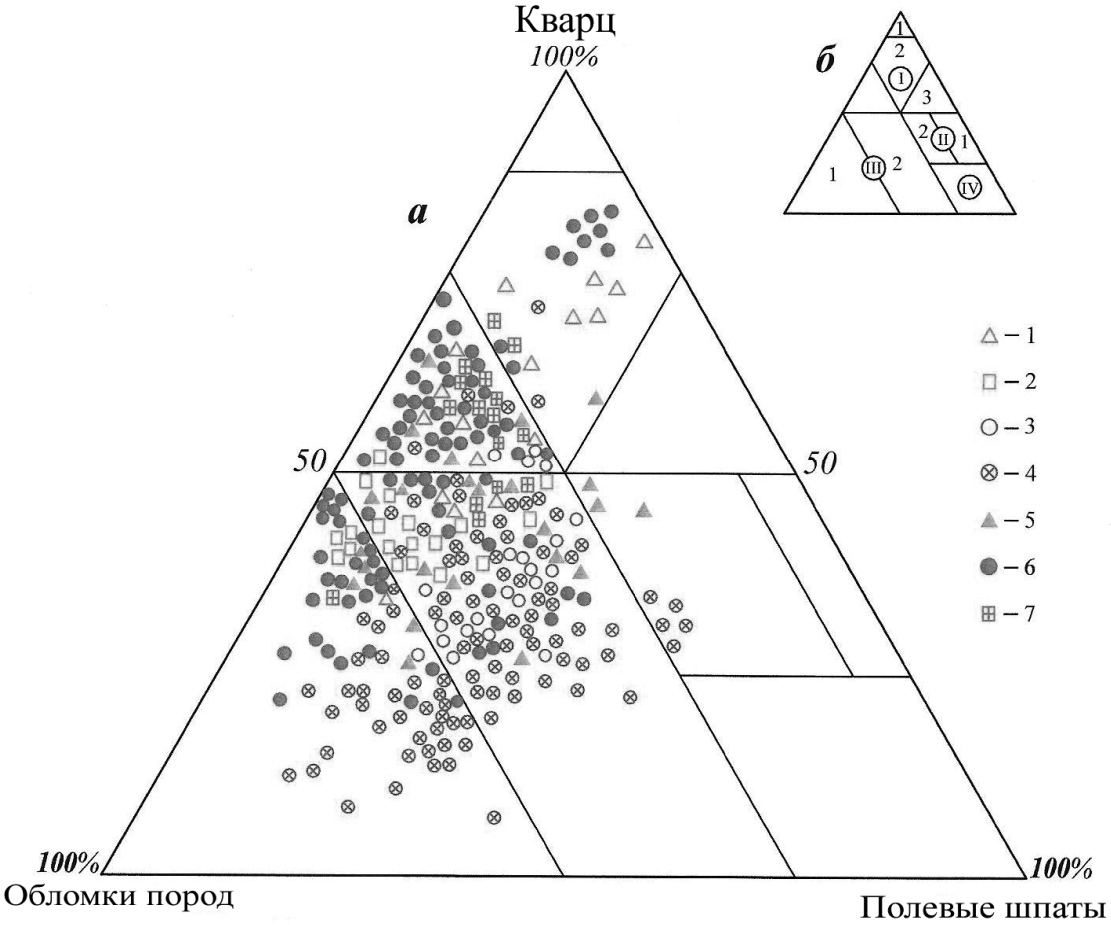


Рис. 3. Диаграмма минералогического состава песчано-алевролитовых пород средней юры Восточного и Юго-Восточного Кавказа

а – основная диаграмма: 1 - песчаники и алевролиты келловея, 2 - песчаники и алевролиты карадагской свиты, 3 - песчаники и алевролиты хиналугской свиты, 4 - песчаники и алевролиты хивской свиты, 5 - песчаники и алевролиты карахской свиты, 6 - песчаники и алевролиты верхнего тоара.

б – классификация диаграммы см. рис. 2

Ассоциация устойчивых акцессорных минералов обломочных пород хиналугской свиты Прикаспийской впадины показана в таблице 2. Прежде всего в этой таблице привлекает внимание относительно высокое содержание мусковита и хлорита (10-28%). Такое содержание мусковита и хлорита не случайно. Оно однозначно доказывает, что в байосскую эпоху из области денудации Дибрар-Яшминского палеозойского выступа размывались типичные метаморфические породы – хлорит-мусковитовые сланцы. На разведочных площадях Южного Дагестана – Даг. Огни и Хошмензил содержание мусковита и хлорита имеет низкие значения. И тут генезис обломочных пород ясен, эти площади ближе расположены к Средне-Каспийскому своду и поэтому в этой части бассейна в образовании обломочных пород принимает участие совершенно другая петрографическая ассоциация области денудации, а именно: в Средне-Каспийском своде размывались метаморфизованные осадочные породы верхнего палеозоя и квазиплатформенного комплекса.

Граувакковые песчаники и алевролиты широко распространены в пределах Главного хребта и его Южного склона, а также в зонах Самурского и Тфанского антиклинориев. Этот петрографический тип в зависимости от фациальных условий образования обладает грубоплитчатой и тонкоплитчатой отдельностью, богат различными биоглифами, механоглифами и текстурой слоистости волнения и течения: цвет граувакковых песчаников и

алевролитов – серый, темно-серый, зеленовато- и буровато-серый.

Для песчаников хиналугской свиты Юго-Восточного Кавказа характерна низкая отсортированность и угловатость терригенных зерен, в которых содержание ведущей фракции не превышает 50-60%.

Содержание кварца в грауваккових обломочных породах меняется в пределах 15-30%. Среди зерен кварца отмечаются: зерна угловатые со следами коррозии и стирания – осадочный кварц; зерна с включением жидкостей, призматических идиоморфных кристаллов турмалина, рутила и чешуек биотита – магматический кварц и зерна с волнистым погасанием и катаклазами – метаморфический кварц. В зоне Главного хребта в обломочных породах преобладает метаморфический кварц, а в пределах Юго-Восточного Кавказа и Южного Дагестана в обломочных породах доминантная роль принадлежит осадочному и магматическому кварцу.

Содержание полевых шпатов в грауваккових песчаниках колеблется в пределах 15-24%. Они представлены ортоклазом в простых и полисинтетических двойниках (микроклин). Плагиоклазы по углам погасания симметричной зоны принадлежат альбиту и альбит-олигоклазу.

Грауваккковые аркозы в Восточном и Юго-Восточном Дагестане имеют ограниченное распространение и описаны в виде плитчатых и массивных песчаников и алевролитов.

Содержание кварца в песчаниках составляет 10-15%. Представлены они в основном метаморфическим и менее осадочными разностями.

Полевые шпаты в грауваккових аркозах представлены ортоклазом, содержатся в пределах 26-40%, встречаются довольно часто в модификации пертитов и решетчатого микроклина. Плагиоклазы в них составляют 5-9% и в большинстве случаев (в скважинах) представлены с полисинтетическими двойниками. Нередко по линии спайности и двойниковой плоскости наблюдаются кальцитизация и серицитизация. Величина углов погасания симметричной зоны составляет 11-17^0, что соответствует альбит-олигоклазу.

В ряде проб грауваккових аркозов (Бабачай, Карачай, Малкамуд) обнаружены членики крипоидей, стебли водорослей и реже обломки мшанок – 3-10%.

Фельдшпатовые граувакки широко распространены в песчано-алевролитовых толщах хиналугской свиты Юго-Восточного Дагестана (р.Рубасчай, Хр.Лес, р. Гамреозень). Кроме этого, они выделены в виде обособленных пластов в разрезах центрального Дагестана и Юго-Восточного Кавказа.

Содержание кварца в песчаниках и алевролитах составляет 30-35%, и в зависимости от географического расположения и источников питания в фельдшпатовых граувакках преобладают метаморфические, осадочные или же изверженные разности. Так, например, в пределах Центрального Дагестана в составе фельдшпатовых грауваккков доминирует осадочный кварц, а в разрезах хиналугской свиты Юго-Восточного Кавказа (Бабачай, Карачай и Атачай) преобладает метаморфический кварц.

В данном петрографическом типе песчаников фельдшпаты составляют 13-20% и 80% и представлены ортоклазом. Грауваккковый материал по-прежнему в основном представлен обломками кремнистых пород и кремнистых сланцев. Однако в отдельных образцах ведущее место в грауваккковом материале принадлежит обломкам кристаллических сланцев и филлитов, а обломки эффузивов встречаются лишь в разрезах Юго-Восточного Дагестана.

Грауваккково-кварцевые песчаники имеют ограниченное распространение в пределах Прикаспийской впадины. Содержание кварца в грауваккково-кварцевых песчаниках составляет 52-60%. Он относится к осадочному типу; встречаются зерна с волнистым погасанием и катаклазами. Содержание полевых шпатов в песчаниках колеблется в пределах 10-13% и представлены они ортоклазом, реже с пертитом и решетчатым микроклином. Кислые плагиоклазы установлены в единичных зернах.

Петрографические особенности обломочных пород верхнего аалена-байоса Прикаспийской впадины Азербайджана

Минералогический состав обломочных пород средней юры по скудному керновому материалу был изучен на десяти площадях, среди них площади Дузлак и Хошмензил относятся к Прикаспийской впадине Южного

Дагестана (табл.1, рис.2). Кроме того, распределение акцессорных минералов в обломочных породах хиналугской свиты дано в таб.2.

Анализ таблиц и диаграмм показывает, что несмотря на охват большой территории, наблюдается однообразие как в распределении породообразующих, так и акцессорных минералов. Из таблицы 1 ясно, что ведущая роль в составе обломочного концентрата принадлежит фельдшпатам (30-40%), а количество кварца и грауваккового материала очень скудно.

В таблице 2 приводится распределение акцессорных минералов в обломочных породах хиналугской свиты на 15 площадях Прикаспийской впадины. В обломочных породах средней юры доминируют ассоциации устойчивых и неустойчивых к фазовым преобразованиям минералов. Из неустойчивых минералов отмечаются роговая обманка и авгит, встречающиеся в малых количествах.

Из устойчивых минералов в тяжелой фракции доминируют циркон и турмалин. Отмечается высокое содержание мусковита и хлорита, а из рудных минералов – магнетита, ильменита и лейкогсена.

Заслуживает внимания присутствие из метаморфических минералов кианита, реже ставролита, установленных лишь в Присамурской структурно-фациальной зоне средней юры (Ялама и Худат) и в Южном Дагестане (Хошмензил).

Интересная картина наблюдается на диаграмме (рис.3) минералогического состава обломочных пород средней юры Прикаспийской впадины, на которой ясно вырисовывается слишком ограниченное количество петрографических типов обломочных пород – фельдшпатовых граувакков и грауваккковых аркозов. Однако в пространственном их распределении наблюдается четкая закономерность: грауваккковые аркозы развиты в среднеюрских обломочных породах Бегимдаг-Текчайской структурно-фациальной зоны (на юге региона), а фельдшпатовые граувакки распространены в среднеюрских обломочных породах Присамурской структурно-фациальной зоны (Ялама – Южный Дагестан).

Таким образом, в образовании обломочных пород средней юры Присамурской зоны и Южного Дагестана участвовал лишь один основной источник сноса – Средне-Каспийский свод, в строении которого принимают участие метаморфизованный осадочный комплекс верхнего палеозоя и варисцийские гранитоиды, которые широко распространены в герцинском фундаменте Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака (Халифа-Заде и др., 1982; Халифа-Заде, Гурбанов, 2003). Однако обнаружение незначительного количества кианита и частично ставролита, возможно, обусловлено размывом Средне-Каспийского свода и типичных метаморфических пород среднего палеозоя – каледонидов, что подтверждается результатами гравиметрических и магнитометрических исследований (Лебедев и др., 1997). Именно из-за денудации варисцийских гранитоидов в среднеюрское время в составе обломочных пород Присамурской структурно-фациальной зоны ведущее место занимает аркозовой материал. На юге Прикаспийской впадины в пределах Бегимдаг-Текчайской структурно-фациальной зоны маломощные обломочные породы средней юры формировались за счет менее выраженного источника сноса – Дибраро-Яшминского палеозойского выступа (Гаджиев, 1968). Судя по составу породообразующих и акцессорных минералов, здесь размывались метаморфизованные осадочные породы верхнего палеозоя – герциниды. По имеющимся петрографическим данным допускается, что Дибрар-Яшминский палеозойский выступ сложен глинистыми, а также кремнистыми и мусковит-хлоритовыми сланцами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате детальных петрографических и петрофизических исследований обломочных пород средней юры предгорных разрезов и кернового материала глубоких скважин авторы пришли к следующим выводам.

1. В обломочных породах средней юры Прикаспийской впадины отмечается ограниченное количество петрографических типов пород – фельдшпатовых граувакков и грауваккковых аркозов. Грауваккковые аркозы распространены в среднеюрских обломочных породах Присамурской структурно-фациальной зоны (Ялама – Южный Дагестан), а фельдшпатовые граувакки развиты в среднеюрских отложениях Бегимдаг-Текчайской структур-

но-фациальной зоны Хызынского прогиба.

2. В образовании обломочных пород Присамурской зоны и Южного Дагестана участвовал лишь один основной источник сноса – Средне-Каспийский свод, в строении которого принимают участие метаморфизованный осадочный комплекс верхнего палеозоя и варисцийские гранитоиды, которые широко распространены в герцинском фундаменте Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака. Однако обнаружение незначительного количества кианита и частично ставролита, возможно, обусловлено размывом в Средне-Каспийском своде типичных метаморфических пород среднего палеозоя – каледонидов, что подтверждается результатами магнитометрических и гравиметрических исследований.

На юге Прикаспийской впадины в пределах Бегимдаг-Текчайской структурно-фациальной зоны Хызынского прогиба маломощные обломочные породы формировались за счет менее выраженного источника сноса – Дибрар-Яшминского палеозойского выступа.

По имеющимся петрографическим данным обломочных и глинистых пород средней юры считаем, что Дибрар-Яшминский палеозойский выступ сложен глинистыми, а также кремнистыми и мусковит-хлоритовыми сланцами, что подтверждается доминирующей ролью мусковита и хлорита в тяжелой фракции среднеюрских обломочных пород площадей Атачай, Кешчай и Бегимдаг-Текчай.

ЛИТЕРАТУРА

АЛИЕВ, А.Г., АКАЕВА, В.П. 1957. Петрография юрских отложений Юго-восточного Кавказа. Изд.АН Азербайджана. Баку. 240.

БАБАЕВ, Д.Х., ГАДЖИЕВ, А.Н. 2006. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности бассейна Каспийского моря. Nafta-Press. Баку. 360.

ГАДЖИЕВ, Р.М. 1968. Глубинное строение Азербайджана. Азернефтиздат. Баку.

КОНЮХОВ, И.А. 1958. Опыт изучения мезозойских отложений Восточного Предкавказья. Изд.АН СССР. Москва. 270.

ЛЕБЕДЕВ, Л.И., АЛЕКСИНА, И.А., КУЛАКОВА, Л.С. и др. 1997. Каспийское море, геология и нефтегазоносность. Наука. Москва.

ХАЛИФА-ЗАДЕ, Ч.М., ГУРБАНОВ, В.Ш. 2003. Литолого-палеогеографическая модель триас-палеозойских отложений Южного Мангышлака. Nafta-Press. Баку. 180.

ХАЛИФА-ЗАДЕ, Ч.М., МАГОМЕДОВ, А.М. 1982. Среднеюрские отложения Восточной части Большого Кавказа. Наука. Москва. 210.

ХАЛИФА-ЗАДЕ, Ч.М., НУРАЛИЕВ, И.И., АЛИЕВА, И.Т., 2009. Новые данные о литостратиграфии среднеюрских отложений Прикаспийской впадины Азербайджана. *АНХ*, 12, 3-5.

Рецензент: академик НАН Азербайджана А.Дж.Исмаил-Заде

© З.М.Мамедов, 2010

О ЗАКОНОМЕРНОСТЯХ ПРОСТРАНСТВЕННОГО И ВРЕМЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РУДНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРЕДЕЛАХ ЭНДО- И ЭКЗОКОНТАКТОВ ДАЛИДАГСКОГО ПЛУТОНА (МАЛЫЙ КАВКАЗ)

З.М.Мамедов

Министерство Экологии и Природных Ресурсов
AZ1073, Баку, ул. Б.Агаева, 100 А
alunit@box.az

Далидагский плутон, особенно его краевая фация и северная экзоконтактовая полоса, имеет потенциальные возможности для выявления промышленных скоплений меди, молибдена, золота, серебра и других элементов. При этом исключительное значение имеет полоса, вытянутая вдоль Тертерского глубинного разлома с серией оперяющих его рудоподводящих трещин северо-восточного простирания. Установлено, что в пределах Далидагского рудного района в распределении рудной минерализации наблюдается определенная избирательность, дающая важные поисковые критерии. Так, например, полиметаллические – медные и частично серебряная – минерализации в основном пространственно и во времени связаны со скарнированными кампанскими известняками нижнего структурного этажа. Для отложений же верхнего структурного этажа, представленного в основном интрузивными образованиями, а также осадочными, вулканогенно-осадочными, метаморфизованными породами палеоген-неогенового времени характерны медно-молибденовое, золото-серебряное и вольфрамовое оруденения. Для собственно Далидагского плутона устанавливаются молибденовая и частично медная, золото-серебряная и свинцово-цинковая минерализации.

Вопросы определения причин отложения рудных элементов в пределах различных по составу интрузивных массивах во времени и в пространстве давно привлекали внимание исследователей. Этот вопрос решен по отношению к рудным месторождениям, образующимся обычно в несколько стадий минерализации. Согласно С. С. Смирнову (1955), это обусловлено прерывистым (пульсационным) поступлением растворов разного состава при последовательных вспышках трещинообразования, приводящих к кристаллизации характерных минеральных ассоциаций. Этим объясняется зональность оруденения, наблюдаемая в рудных месторождениях. Установлено, что зональность оруденения имеет место и в пределах эндо- и экзоконтактовой полос интрузивных массивов, в том числе и в Далидагском плутоне.

Далидагский плутон площадью 90 км^2 – однофазный и многофациальный гранитоидный массив, внедрившийся в ядро Далидаг-Багырсах-Гарахачской антиклинали северо-западного (300^0) простирания. Он представлен сериями постепенно переходящих друг в друга пород: кварцевый сиенит – граносиенит, порфировидный гранодиорит и сиенит диоритового состава. Возраст его – миоценовый, по М. А. Кашкаю (1955), так как плутон, прорывая верхнемеловые и эоценовые отложения, местами образует активный контакт с андезитами верхнего эоцена и нижнего олигоцена. В зонах контакта с вмещающими вулканогенно-осадочными породами установлены ороговикование, мраморизация, серицитизация, каолинизация, окремнение и скарнирование. В пределах эндо- и экзоконтактовой полос Далидагского плутона выявлены такие месторождения и проявления, как Теймуручандаг, Багырсах, Левый Багырсах.

Далидагский рудный район давно привлекал внимание исследователей, к которым относятся геологи: М.А.Кашкай (1954, 1955, 1956), С. М. Сулейманов (1956), Г.Г.Аликулиев, (1960), С.А.Бекташи, (1954) и др. С постмагматической деятельностью плутона связаны медные, медно-молибденовые, золото-серебряные и частично вольфрамовые рудные проявления.

Вышеперечисленные месторождения и

рудопроявления генетически связаны с Далидагским плутоном также и его экзоконтактовым воздействием на вмещающие породы мелового и палеогенового возраста.

Стратиграфический разрез отложений Далидагского рудного района начинается с мела, обнажающегося в ядре Далидаг-Багырсах-Гарахачской антиклинали. Меловые отложения представлены мощной серией глинисто-песчаных и карбонатных пород альба, сеномана, сантона и кампан-маастрихта, довольно широко распространенных в пределах района. Отложения кампана, представленные в основном карбонатными породами, на контакте с Далидагским плутоном скарнированы и мраморизованы. На отложения мела с угловым несогласием налегают мощные вулканогенно-осадочные формации третичного возраста, слагающие крылья антиклинальных и ядро синклинальных складок. Последние (снизу вверх) представлены среднеэоценовыми известковистыми аргиллитами, плитчатыми известняками, андезибазальтами и верхнеэоцен-нижнеолигоценовыми андезитодацитами, пироксеновыми андезитами. Далее разрез сложен плиоценовыми риолитами, риолитодацитами и их туфами. Геологический разрез рудного поля завершается четвертичными андезибазальтами. В пределах рудного района развиты разрывные нарушения двух систем: северо-восточного и северо-западного простирания, взаимоотношение которых с глубинным Тертерским разломом обусловило интенсивные блоковые смещения (рис.). Проведенными в пределах рудного района детальными геолого-поисковыми работами (в том числе шлиховой съемкой по речной сети и по потокам рассеяния) установлена определенная избирательность в распределении рудной минерализации во времени и в пространстве. Так, например, основные скопления промышленных полиметаллических, частично и серебросодержащих руд пространственно связаны со скарнированными кампанскими известняками нижнего структурного этажа, развитыми в районе с. Багырсаг и долины р. Гаранлых. Для отложений же верхнего структурного этажа, представленного осадочными, вулканогенно-осадочными, частично метаморфизованными породами палеоген-неогенового возраста на контакте с интрузивными образованиями, характерны медное, медно-молибденовое и вольфрамовое оруденения. В пределах собственно Далидагского плутона устанавливаются медная, молибденовая и золото-серебряная минерализации, приуроченные к кварцевым, кварц-карбонатным жилам и зонам преимущественно северо-восточного простирания. В пределах плутона они в основном тяготеют к периферии интрузива, где часто образуют сплошные рудные поля. С удалением от контакта плутона во вмещающих породах количество кварцевых жил резко уменьшается. Можно отметить, что жилы, залегающие ближе к экзоконтакту, т.е. в сравнительно пониженной части рельефа, значительно богаче рудными элементами, чем жилы, залегающие в эндоконтактовой (приподнятой) части плутона, в которых рудная минерализация отсутствует. Таким образом, устанавливается вполне определенная зависимость рудной минерализации от глубины эрозионного среза. В вертикальном срезе Далидагского плутона устанавливается отчетливо выраженная избирательность в распределении ведущих рудных минералов. Молибденитом и частично халькопиритом обогащаются в основном руды нижних и средних (ниже гипсометрической отметки 2750 м), а галенитом и сфалеритом – руды верхних (выше гипсометрической отметки 2750 м) частей плутона. Данная зональность в полной мере обусловлена зональностью распределения ведущих рудных компонентов: молибдена и меди, концентрации которых в жилах и зонах возрастают в нижних и средних частях плутона и резко убывают в верхних.

Проведенные исследования позволяют нам в пределах эндо- и экзоконтактовой полос Далидагского плутона выделить четыре высокоперспективные площади: 1) Агкая-Далидагская; 2) Теймуручандаг-Багырсах-Султангейдарская; 3) Гялинкаинская и 4) Мыхтокян-Гатырдашская, требующие проведения в дальнейшем детальных поисков на выявление промышленных концентраций меди, молибдена, золота, серебра, вольфрама, комплексных руд штокверкового, скарнового, стратиформного типов.

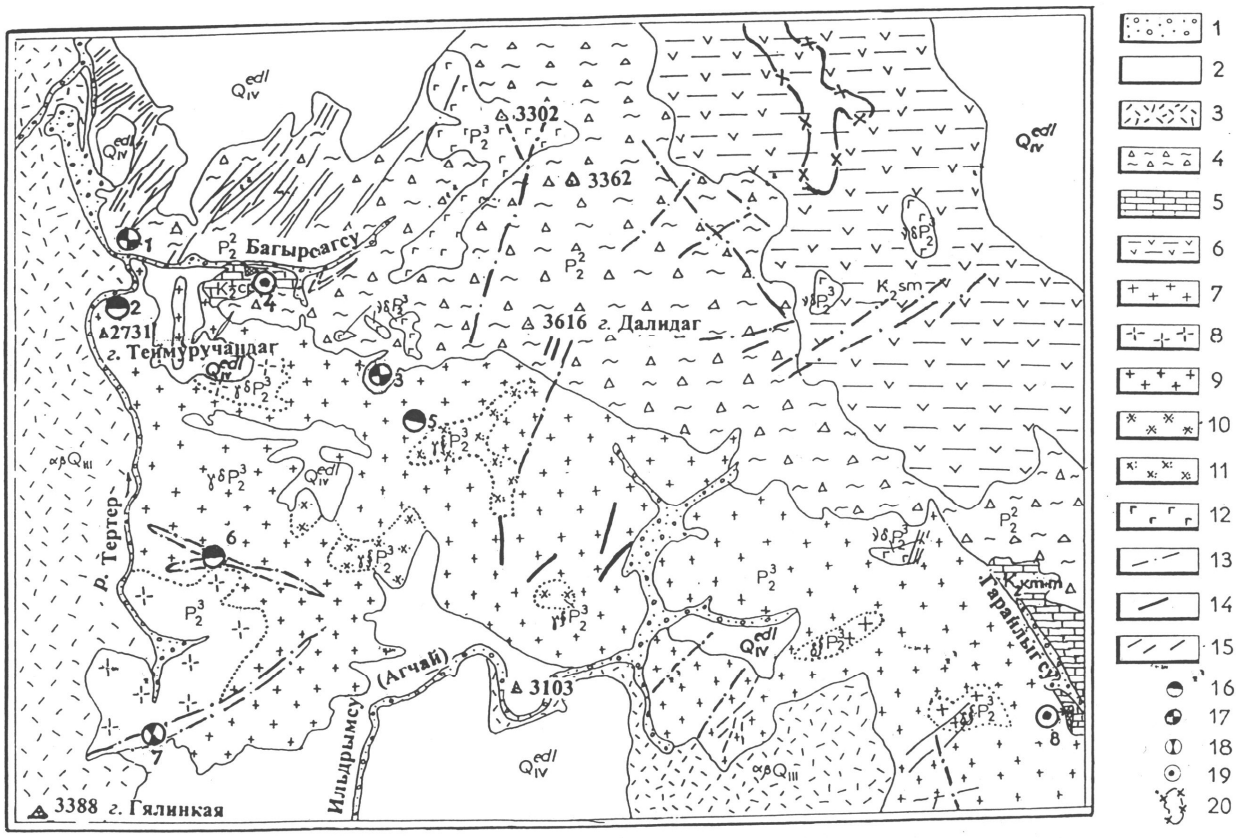


Схема размещения месторождений и проявлений в Далидагском рудном районе

1 – аллювиальные отложения (Q_{IV}); 2 – элювиально-делювиальные отложения (Q_{IV}); 3 – четвертичные андезибазальты (Q_3); 4 – туфогенно-осадочная толща (P_2^2); 5 – пелитоморфные известняки, мергели (K_2 km+m); 6 – туфогенно-осадочная толща (K_2Sm); 7 – сиенит-диориты (P_2^3); 8 – гранодиориты, гранодиорит-порфиры (P_2^3); 9 – кварцевые сиениты с постепенным переходом в сиенит-диориты и гранодиориты (P_2^3); 10 – граносиениты (P_2^3); 11 – граносиениты с постепенным переходом в кварцевые сиениты (P_2^3); 12 – мелкие штоки габбро и габбро-диоритов (P_2^3); 13 – тектонические нарушения; 14 – кварцевые жилы; 15 – дайки различного состава; 16 – медно-молибденовые месторождения и проявления: Теймуручандаг (2), Новруз (5), Султангейдар (6); 17 – медно-молибденовые и полиметаллические проявления: Багырсах (1), Сарыгюней-Далидаг (3); 18 – золоторудное проявление Гялинкая (7); 19 – скарны: Левый Багырсаг (4), Гаранлыг (8); 20 – шлиховые ореолы золота Агкая-Далидаг.

1. Агкая-Далидагская площадь расположена в северо-восточной экзоконтактовой полосе Далидагского плутона. В пределах площади развиты вулканогенно-осадочные образования сеномана и андезиты, туфы, туфопесчаники среднего эоцена. Весь комплекс этих пород прорван мелкими штоками габбро и габбродиоритов. В процессе шлиховой съемки по речной сети (Мамедов и др., 1983) установлено, что данная площадь имеет большие перспективы на открытие промышленной концентрации золота. В 40 шлихах из 290, промытых в бассейне Далидагсу (Барытлысу), где широко развиты вышеотмеченные мелкие выходы интрузии и штоки, обнаружены знаки золота в количестве от 1 до 1000 и более. Степень окатанности знаков, обнаруженных в черных шлихах, в большинстве случаев позволяет судить об источниках сноса. Так, минералы золота из бассейна Барытлысу имеют шероховатую поверхность, что говорит о близости их коренных источников. Последними, по всей вероятности, являются вышеотмеченные интрузии и штоки основного и среднего составов. Кроме золота, в шлихах впервые обнаружены знаки самородной меди (до 69 знаков) и киновари (до 10 знаков), что указывает на перспективность Агкая-Далидагской площади также на медь и ртуть.

2. Теймуручандаг-Багырсах-Султангейдарская площадь расположена в пределах эндоконтактовой и частично экзоконтактовой (правобережье р. Багырсах) полос Далидагского плутона. С востока она граничит с вершиной г. Далидаг (3616,0 м), с юго-востока – с вершинами гор Верхний и Нижний Султангейдар (3254,8 и 3233,0 м соответственно), а с запада и севера – с долинами рр. Тертер и Багырсахсу. На этой площади известны: а) медно-молибденовое месторождение Теймуручандаг, б) Багырсахское проявление медно-молибденовых и полиметаллических руд, в) Гялинкаинская и Султангейдарская золотоносные зоны и г) медно-молибденовые проявления Далидаг-Сарыгюней и Новруз.

а) Теймуручандагское месторождение меди и молибдена приурочено к северо-западной эндоконтактовой полосе Далидагского плутона, сложенного краевыми порфировидными сиенитами, граносиенитами и сиенит-диоритами, постепенно замещающими друг друга. В западном и юго-западном направлениях оно перекрывается четвертичными андезибазальтами, мощность которых по геофизическим данным (ВП) на левом берегу р. Тертер составляет 50-70 м. Оно относится к гидротермально-жильному типу минералообразования и контролируется Тертерским глубинным разломом северо-западного простирания. Последний разделяет месторождение на два блока: северо-восточный приподнятый и юго-западный опущенный (левобережье р. Тертер) с системой оперяющих разлом северо-восточных трещин, сопровождаемых кварц-молибденовыми жилами и дайками разного состава. Жилы при мощности 0,1-1,8 м и протяженности от 10 до 400 м падают на юго-восток под углом 50-90^0. Жилы и дайки в основном приурочены к контактам дорудных даек. Молибденит в них встречается в виде мелких вкрапленников, гнезд и сплошных лентовидных руд и сажистых агрегатов. Содержание меди, молибдена, цинка, свинца в рудоносных жилах колеблется в довольно широком интервале: Cu – 0,05-0,3%; Mo – 0,011-0,36%; Zn – 0,002-0,743%; Pb – 0,01-0,83% (Аликулиев, 1960). Следует отметить, что молибденит описываемого месторождения (Мамедов, 1972) характеризуется также довольно высоким содержанием рения (от 471 до 700 г/т). Для изучения содержаний меди и молибдена в рудовмещающих породах, т.е. для комплексной оценки месторождения, в трех сечениях вкрест простирания рудоносных жил и зон пройдены три магистральные канавы (Мамедов и др., 1983). Во всех случаях установлено, что наряду с рудоносными жилами и зонами оруденение меди и молибдена отмечается и во вмещающих породах, где содержания Cu и Mo колеблются соответственно 0,025-0,78 % и 0,01-0,022 %, что намного повышает перспективы месторождения.

б) Гялинкаинская золотоносная зона (проявление), выявленная нами (Мамедов и др., 1983), расположена на юго-западном окончании Далидагского плутона, в 1250 м СВ 45^0 от г. Гялинкая (3335,8 м). Она при средней ширине 25-30 м и протяженности 3,5-4,0 км, залегает среди розовато-серых крупнокристаллических кварцевых сиенитов Далидагского плутона. Зона приурочена к разрывному нарушению северо-восточного (СВ 30^0) простирания, вдоль которого вмещающие породы сильно перемяты, брекчированы, лимонитизированы и окварцованы. К данной зоне, особенно глубоко вскрытой эрозией, приурочены многочисленные кварц-карбонатные жилы и прожилки СВ простирания с падением на СЗ 55-65^0. По простиранию жилы довольно быстро выклиниваются. Мощность их при протяженности 2,5-3,0 м колеблется от 0,1 до 1,5 м. Рудная минерализация в основном представлена пиритом, редко халькопиритом и очень редко галенитом. Минералы зоны окисления представлены малахитом, азуритом, лимонитом и марганцем. Последний в виде тонких налетов и корочек в основном приурочен к поверхности рудовмещающих пород и кварц-карбонатных жил, а также к трещинам отдельности и местам их пересечения. Следует указать, что с юго-запада, на северо-восток интенсивность рудной минерализации по зоне постепенно уменьшается вплоть до полного ее исчезновения. На юго-западном отрезке, благодаря вскрытию эрозией наиболее глубоких горизонтов зоны, кварц-карбонатные прожилки фиксируются значительно чаще, чем в ее центральной северо-восточной гипсометрически высокой части. Зона в северо-восточном направлении с некоторыми перерывами прослежена до вер-

шины горы с отметкой 3244,0 м. В юго-западном направлении она уходит под мощные (50-70 м) четвертичные андезибазальтовые лавы. Протяженность вскрытого эрозией (в долине р. Тертер) отрезка золотоносной зоны при ширине 40-45 м составляет 110-120 м. Установлено, что наибольшую перспективу на золото и серебро имеет северо-западный отрезок зоны, где вскрыты ее наиболее глубокие горизонты. Содержание золота в пробах на этом отрезке, в среднем составляя 2,1 г/т, колеблется от 0,2 до 4,0 г/т. Содержание серебра в среднем составляет 74,2 г/т. Значительный интерес представляет также наличие в пробах небольшого (от 0,004 до 0,02 %) количества вольфрама и ванадия.

в) Багырсахское проявление медно-молибденовых и полиметаллических руд расположено в 800-1000 м западнее от одноименного села. В геологическом строении рудопроявления, расположенного на северной экзоконтактовой полосе Далидагского плутона, принимают участие вулканогенно-осадочные и осадочные отложения среднего эоцена. Следует отметить, что результаты разносторонних исследований, проведенных особенно начиная со второй половины XX века, свидетельствуют о возможности образования стратиформных рудных концентраций при осадочно-диагенетических процессах и при перераспределении рудного вещества гидротермальными растворами магматического происхождения. Так, например, по представлению В. И. Вольфсона и Е. М. Некрасова (1978), оруденение всех свинцово-цинковых и медных стратиформных месторождений контролируется дорудными разрывными нарушениями и по своей природе оно является гидротермальным. Источником рудоносных растворов, по мнению этих авторов, являются только глубинные зоны земной коры. Нами установлено (Мамедов, 1984), что в этом отношении в исключительно благоприятных условиях находятся северные экзоконтактовые ореолы Далидагского плутона, где, как выше отмечено, широко развиты осадочные, вулканогенно-осадочные и метаморфизованные породы мела и среднего эоцена, пересеченные дорудными и пострудными даечными образованиями и серией оперяющих Тертерский глубинный разлом рудоподводящих разрывных нарушений северо-восточного простирания. Анализ фактических материалов, полученных в процессе полевых геологических исследований, наряду со снятием литолого-структурно-геохимических разрезов позволяет высказать мнение о генезисе Багырсахского рудопроявления и выделить в его пределах два морфологических типа рудных тел: а) пластообразные, приуроченные к метаморфизованным, вулканогенно-осадочным и осадочным образованиям и б) контактово-метасоматические, образовавшиеся метасоматическим путем в результате взаимодействия интрузии и известняков. Установлено, что на различных стратиграфических уровнях среднеэоценовых образований присутствует множество пластообразных тел с прожилково-вкрапленным, свинцово-цинковым и медно-молибденовым оруденением гидротермального происхождения. Мощность этих пластообразных рудных тел протяженностью от 3 до 50 м, а иногда с перерывом до 250 м колеблется от 0,1 до 7,0 м. Они, имея прерывистый характер в вертикальном разрезе, разделены безрудными слоями. Установлено, что с увеличением глубины эррозионого среза, а также с приближением к контактовым полосам Далидагского плутона и Тертерскому глубинному разлому частота встречаемости рудных тел и интенсивность оруденения в них значительно возрастают.

Особенности оруденения, секучесть, окварцевание, строение и состав рудных тел и особенности их пространственной позиции говорят о гидротермальном происхождении этих залежей, ибо полевыми наблюдениями выявлено, что к этим пластообразным рудным телам снизу примыкают, даже иногда их пересекают, дайки северо-восточного простирания. По-видимому, последние заполнили каналы, по которым поднимались рудоносные гидротермальные растворы, заполнившие в дальнейшем более благоприятные раздробленные гидротермально-измененные боковые структуры, возникшие непосредственно перед оруденением. В этой связи, как нам кажется, не исключена возможность обнаружения еще нескольких не вскрытых современной эрозией стратиформных рудных залежей, размещенных одна над другой в стратиграфическом разрезе среднеэоценовых отложений. Руды Багырсахского проявления представлены халько-

пиритом, галенитом, сфалеритом, реже тонкодиспергированными молибденитом и пиритом. Из вторичных минералов зоны окисления наибольшее распространение имеют малахит, азурит, лимонит и ферримолибдит. Содержание полезных компонентов колеблется в довольно широком интервале: Cu – от 0,03 до 4,5 %; Mo – от 0,004 до 0,23 %; Pb – от 0,2 до 2,03 %; Zn – от 0,01 до 2,31 %. Проявление характеризуется также высоким содержанием серебра (4 г/т и больше) и незначительным количеством вольфрама (0,004-0,016 %).

Наличие пластообразных рудных тел Багырсахского проявления на глубине подтверждается и геофизическими данными (Мамедов и др., 1983).

При внедрении Далидагского плутона в его экзоконтактовой полосе с кампанскими известняками на левобережье Багырсахсу формировались и пластообразные залежи, и линзы известковых скарнов. Дальнейшее минералообразование происходило благодаря поступлению по Тертерскому глубинному разлому более поздних металлоносных порций гидротермальных растворов в косо- и крутоотходящие от него трещины, приуроченные к скарнированным известнякам, а также замещению скарновых минералов соединениями металлов. Распределение рудных минералов в скарновой залежи Багырсахского рудоносного участка неравномерное. Свинцово-цинковые и медные руды часто образуют сплошные массивные скопления площадью от одного до нескольких десятков квадратных метров либо развиты в виде мелких вкрапленностей в скарнах. Молибденит встречается в основном в виде тонкодиспергированного оруденения, приуроченного к кварц-карбонатным жилам и прожилкам северо-западного простирания. Здесь можно наблюдать участки с богатым оруденением молибденита при относительно небольшом содержании галенита, сфалерита и наоборот. В состав руд в порядке количественного уменьшения входят: галенит, сфалерит, халькопирит, молибденит, пирит. Скарновые же минералы в основном представлены гранатами и пироксенитами (андрадит, диопсид, альмандин, гроссуляр).

г) Султангейдарское проявление медно-молибденовых руд расположено в районе урочища Султангейдар. В геологическом строении проявления участвуют породы краевой фации Далидагского плутона, представленные крупнокристаллическими, розоватыми, розовато-серыми кварцевыми сиенитами и мелко-, среднезернистыми сиенитовыми диоритами. В западном (левобережье р. Тертер) и восточном направлениях (верховья р. Агчай) все эти породы покрыты четвертичными андезибазальтовыми лавами. В пределах проявления выявлены (Мамедов и др., 1983) две довольно протяженные зоны северо-восточного простирания, так называемые южная и северная, которые при мощности соответственно 10–12 и 5–6 м прослежены на расстоянии 2,0 км и 700 м. Существование этих зон на глубине подтверждено и геофизическими данными (Мамедов и др., 1983). Породы зоны представлены гидротермально-измененными, каолинизированными, перемятыми, местами брекчированными, переработанными породами с очень редкой минерализацией пирита, халькопирита, галенита. Из минералов зоны окисления в основном встречаются малахит, азурит, реже ферримолибдит. Установлено, что содержание меди по зоне колеблется от 0,01 до 3,17 %; молибдена – от 0,001 до 0,017 %; золота – 0,1 г/т; серебра – 4 г/т и больше. Во всех пробах, отобранных из зоны окисления, зафиксированы вольфрам и ванадий в количествах от 0,004 до 0,02 %.

д) Новрузский участок медно-молибденовых руд находится 225^0 к юго-востоку от вершины г. Далидаг. В геологическом строении участка принимают участие крупнокристаллические, розовато-серые, местами слабо выветрелые и каолинизированные кварцевые сиениты, участками переходящие в среднезернистые кварцевые сиенит-диориты. В северном направлении эти породы с резким секущим контактом граничат с сильно метаморфизованными, окварцованными вулканогенно-осадочными образованиями среднего эоцена. В пределах описываемого участка выделяются две разобщенные друг от друга рудоносные зоны, которые в дальнейшем названы Восточно- и Западно-Новрузскими участками.

Восточно-Новрузская зона юго-восточного простирания при средней мощности 13 м прослеживается на 225,0 м. В северо-западном направлении она вклинивается в метаморфизованные толщи среднего эоцена, а в

юго-восточном уходит под современные делювиально-элювиальные образования. Зона приурочена к разрывному нарушению близмеридионального направления, вмещающими породами являются брекчированные, незначительно ожелезненные и каолинизированные кварцевые диориты с редким вкрапленным оруденением халькопирита, тонкодиспергированного молибденита. Она местами пересечена маломощными (0,1–0,5 см) кварц-карбонатными прожилками всевозможного направления. Содержание металлов в пробах зоны колеблется: Cu – от 0,01 до 0,2 %; Mo – от 0,01 до 0,067 %; Ag – от 0,01 до 4,0 г/т.

Западно-Новрузская зона приурочена к разрывному нарушению северо-восточного направления. Рудовмещающие породы представлены гидротермально-измененными, перемятыми породами (кварцевыми сиенитами), сопровождающимися кварцевыми жилами мощностью от 0,2 до 1,2 м и протяженностью до 100 м. Оруденение очень слабое и представлено лищь тонкодиспергированным молибденитом, реже пиритом. В юго-западном и северо-восточном направлении зона вклинивается в кварцевые сиениты. Содержания меди и молибдена по зоне колеблется соответственно от 0,004 до 0,07 % и от 0,002 до 0,26 %.

ж) Участок Сарыгюней-Далидаг находится в 7-8 км к юго-востоку от курорта Истису, на правом берегу левого притока р. Багырсах, дренирующего западные склоны г. Далидаг. Участок площадью 0,5 км^2 сложен породами северной экзоконтактовой полосы Далидагского плутона, представленными метаморфизованными туфопесчанниками и туфогенно-осадочными образованиями, роговиками эоценового возраста. Все эти образования в северной и северо-восточной части участка прорваны малыми интрузиями основного и среднего состава. Оруденение приурочено главным образом к кварцевым жилам северо-восточного простирания с падением на северо-запад под углом 40–70^0. Всего на участке имеется несколько кварцевых жил с довольно богатым оруденением халькопирита, галенита, реже молибденита, сфалерита и вольфрамита. Из минералов зоны окисления широкое развитие имеют малахит, азурит и ферримолибдит. Кварцевые жилы при мощности в среднем 2,0 м прослеживаются до 400 м. Содержание молибдена в кварцевых жилах колеблется от 0,001 до 0,027 %, меди – от 0,001 до 0,6 %, свинца – от 0,01 до 1,6 % , цинка – от 0,1 до 0,33 %, вольфрама – от 0,02 до 1,9 %. Для комплексной оценки участка на вышеперечисленные металлы во вмещающих породах вкрест простирания основных рудоносных структур произведено сплошное опробование. В результате установлено, что содержание меди, молибдена и др. вышеперечисленных металлов в кварцево-рудных жилах и во вмещающих породах почти идентично. В целом по рудоносному участку среднее содержание меди и молибдена с учетом кварцевых жил и вмещающих метаморфизованных пород составляет соответственно 0,027 и 0,008 %.

Выводы

В пределах Далидагского рудного района в распределении рудной минерализации наблюдается определенная избирательность.

Полиметаллические – медные и частично серебряная – минерализации в основном связаны со скарнированными кампанскими известняками нижнего структурного этажа.

Медно-молибденовое, золото-серебряное и вольфрамовое оруденения характерны для верхнего структурного этажа, представленного в основном интрузивными образованиями, а также осадочными, вулканогенно-осадочными, метаморфизованными породами палеоген-неогенового времени.

Молибденом и частично медью обогащаются в основном руды нижней (примерно ниже гипсометрической отметки 2750 м), а медью, свинцом и цинком – руды верхней (выше гипсометрической отметки 2750 м) частей Далидагского Плутона.

Вольфрам и ванадий присутствуют почти во всех проявлениях и зонах Далидагского рудного района.

ЛИТЕРАТУРА

АЛИКУЛИЕВ, Г. Г. 1960. Отчет Далидагской поисково-разведочной партии на молибден за 1956 – 1959 гг. Информ.фонд по экологии и природным ресурсам Азерб.Республики. Баку. 155.

БЕКТАШИ, С. А. 1954. Отчет Далидагской поисково-разведочной партии по работам за 1954 г. Информ.фонд по экологии и природным ресурсам Азерб.Республики. Баку. 78.

ВОЛЬФСОН, Ф. И., НЕКРАСОВ, Е. М. 1978. Основы образования рудных месторождений. Недра. Москва. 222.

КАШКАЙ, М.А. 1955. Геология верховьев р. Тертер (курортный район Истису). Изд. АН Азерб. ССР. Баку. 239.

КАШКАЙ, М.А., МАМЕДОВ, А.И. 1954. О контактово-метасоматических изменениях в ореоле Далидагской интрузии (Азербайджан). *Известия АН СССР, сер геологическая*, 5.

МАМЕДОВ, З. М. 1972. Геохимия рения, селена и теллура в рудах медно-молибденовой формации Нахичеванской АССР (Ордубадский район). Автореферат кандидатской дисс. Баку. 25.

МАМЕДОВ, З.М., ГЕЙДАРОВ, Г.Д., МУСАЕВ, Ш.Д. 1983. Отчет о результатах детальных поисков месторождений полиметаллических руд на Далидагском рудном поле за 1980–1983 гг. Информ.фонд по экологии и природным ресурсам Азерб.Республики. Баку. 224.

МАМЕДОВ, З.М. 1984. О перспективе выявления стратиформных залежей цветных металлов на северном контактовом ореоле Далидагского гранитоидного массива. В кн.: *Вопросы геологии генезиса и прогнозирования стратиформных месторождений цветных, редких и других полезных ископаемых Нахичеванской складчатой зоны (Тезисы докладов)*. Баку. 19-20.

СМИРНОВ, С. С. 1955. Избранные труды. Изд. АН СССР. Москва. 248.

СУЛЕЙМАНОВ, С. М. 1956. О роли глубинной тектоники в формировании магматических масс в центральной и северо-восточной частях Малого Кавказа. *Уч. записки Азгосуниверситета*, 9.

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Г.В.Мустафаев

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© Ю.А.Шыхалиев, А.А.Фейзуллаев, 2010

АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИЕ ДАВЛЕНИЯ В ОСАДОЧНОМ РАЗРЕЗЕ ЮЖНОГО КАСПИЯ: ОПЫТ ДИАГНОСТИКИ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Ю.А.Шыхалиев[1], А.А.Фейзуллаев[2]

1 – *Геолого-геофизическое Управление ГНКАР*
AZ1033, Баку, просп. Гейдара Алиева, 83 А

2 – *Институт геологии НАН Азербайджана*
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В статье приводятся результаты первой попытки прогнозирования сверхдавлений в осадочном разрезе Южно-Каспийского бассейна на основе сейсмических данных до бурения скважины. Используемый метод базируется на пакете программ «REZAYR». Выявлены три основные зоны сверхдавлений различной мощности и интенсивности. Первая верхняя зона сверхдавления простирается на глубины меньше, чем 1 км. Природа этой относительно маломощной зоны может быть связана с генерацией биохимического газа. Вторая зона сверхдавления охватывает глубины 1,5-3 км и, вероятнее всего, является результатом неравновесного уплотнения (недоуплотнения) пород из-за высокой скорости осадконакопления. Третья, наиболее интенсивная и наиболее мощная зона сверхдавлений, выявлена в интервале 6-9 км и, наиболее вероятно, обусловлена процессами катагенетической генерации углеводородов (зона разуплотнения пород). Эта зона наибольшего риска при бурении скважин.

Введение

Проблема разработки метода прямой диагностики зон развития АВГД по сейсмическим данным являлась объектом внимания многих исследователей (Zsellér, 1979; Bowers, 1995; Kan et al., 1999; Dvorkin et al., 1999; Carcione and Helle, 2002; Dutta, 2002; Sayers et al., 2002; Chopra and Huffman, 2006).

Наиболее эффективным и объективным методом изучения закономерностей распределения давлений в осадочном разрезе и их количественной оценки в том или ином бассейне является анализ кривых геофизических исследований скважин (ГИС) в комплексе с прямыми замерами давлений на устье и забое скважин. Несмотря на то, что этот метод прогноза АВГД достаточно длительно разрабатывается и широко используется в практике, однако для минимизации технологического и экономического риска очень важен прогноз зон развития аномальных давлений в разрезе до начала бурения скважины.

Из всех методов полевой геофизики только сейсморазведка способна решить задачу диагностики в разрезе зон АВГД. Первые попытки решения этой задачи по сейсмическим данным были довольно грубые. Погрешности в положении границы зоны достигали до 250 м (по вертикали), а в определении величины давлений – 20-30 % (Гогоненков, 1980). Тем не менее, в условиях отсутствия более точной информации даже такие приближенные оценки способствовали повышению скоростей проходки и снижению аварийности при бурении поисково-разведочных скважин.

В последние годы в связи с интенсивным развитием компьютерной техники и информационных технологий обработки и интерпретации сейсмических данных значительно повысилась эффективность прямого прогноза наличия в разрезе зон с аномально высокими поровыми давлениями, определения их границ и оценки их величины.

В физической основе этого метода лежит

тот факт, что АВГД в породах приводят к их разуплотнению и увеличению пористости, что в свою очередь отражается на характере сейсмоволнового поля изучаемого разреза. Особенно контрастно указанные процессы наблюдаются в пластичных глинистых породах достаточно большой мощности, в которых из-за низкой проницаемости затруднены процессы перераспределения геофлюидных давлений.

В геофизических полях такие интервалы отражаются в виде региональных зон разуплотнения пород с аномально-низкими скоростями волн. В Южно-Каспийском бассейне (ЮКБ) такие зоны с аномально-низкими скоростями волн впервые были обнаружены Гулиевым и др. (1987, 1988).

Aud, Fertl, (l976) на примере трех нефтегазоносных регионов США (шельф Техаса, впадина Анадарко и пролив Санта-Барбара, Калифорния) показали, что успешность прогнозирования зоны развития АВГД по данным сейсморазведки во многом зависит от глубины залегания ее кровли и мощности этой зоны.

Широко используются данные сейсморазведки для прогнозирования АВГД в Венгрии, в частности при поисково-разведочных работах на нефть и газ в Паннонском нефтегазоносном бассейне (Zseller, 1979). В основе применяющихся венгерскими специалистами методов прогнозирования и оценки АВГД по данным сейсморазведки лежит представление о снижении плотности пород и увеличении их пористости в зонах АВГД, что сказывается на скорости упругих волн при их распространении с глубиной.

О методике исследований

В мировой практике из всего многообразия скоростей, участвующих при обработке и интерпретации сейсмических данных, для целей прогноза АВГД рекомендуется использовать скорость суммирования. В нашей терминологии это скорости метода общей глубинной точки (ОГТ), который может иметь некоторые модификации.

Рассматриваемый в данной статье метод базируется на разработанном пакете программ «REZAYR», работающем в системе WINDOWS (Шыхалиев, Гаузер, 2006). Этот пакет программ предназначен для анализа сейсмической информации с целью прогноза зон с аномальными давлениями до начала бурения, т.е. без привлечения скважинной информации. Пакет представляет единый программный модуль, состоящий из последовательных процедур, решающих вычислительные и сервисные задачи, а также задачу визуализации полученных результатов. Информацией, необходимой для работы пакета являются сейсмические профили, которые могут быть оцифрованы как во времени, так и по глубине в соответствии с требованиями системы «REZAYR».

Указанная информация может быть двух модификаций: как в виде отдельных профилей, не связанных общей системой координат, так и в виде системы профилей, когда для каждого профиля определены условные или истинные координаты его начала и конца. Второй вариант исходной информации более предпочтителен, так как он в значительной степени упрощает вызов данных для обработки и хранения.

Согласно схеме, приведенной на рис.1, кровлей зоны АВГД на трассе скоростей глин является точка конца линии их нормального уплотнения, после которой начинается уменьшение значений скоростей до минимума. Точка, соответствующая этому минимальному значению, определяет подошву зоны АВГД и, очевидно, начало нового тренда естественного уплотнения глин (см. рис.1).

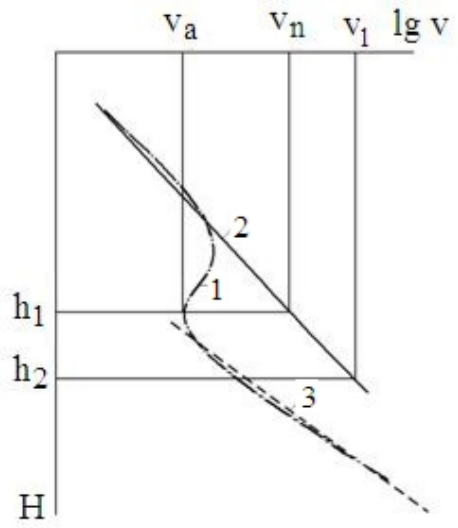


Рис. 1. График изменения логарифмов значений интервальных скоростей с глубиной: 1 – интервальные скорости; 2 – тренд уплотнения глин до зоны аномально высоких поровых давлений (АВПоД); 3 – тренд уплотнения глин после зоны АВПоД

Результаты исследований

Исследуемый фрагмент временного разреза (рис.2а) первоначально был преобразован в разрез импедансов, а затем трансформирован в значения пластовых скоростей. Поскольку глины имеют относительно слабую дифференциацию значений скоростей, на разрезе отсутствуют области с выраженной пластовой текстурой. Однако общие детали, отражающие особенности геологической обстановки, прослеживаются достаточно наглядно, т.е. хорошо видна антиклинальная форма отложений.

Как следует из исследуемого фрагмента сейсмовременного разреза (рис. 2а), влияние на поле скоростей глин отложений иной литофации незначительно, что благоприятствует надежному выделению границ зон аномально высоких газовых давлений (АВГД).

Согласно полученному в результате обработки фрагмента сейсмовременного профиля с использованием пакета программ «REZAYR» конечному имиджу, (рис. 2б), в данном разрезе ЮКБ выделяются три основные зоны АВГД разной мощности и протяженности.

Первая самая верхняя зона аномальных давлений охватывает глубины менее 1км. Она является менее протяженной и имеет относительно небольшую мощность. Вторая зона охватывает интервал 1,5-3км, и наконец, третья зона, самая протяженная и наиболее мощная, отмечается в интервале глубин 6-9км.

Обсуждение результатов

Первый опыт прямой диагностики зон развития АВГД в осадочном разрезе ЮКБ по сейсмическим данным до бурения скважины указал на хорошую согласованность его результатов с теоретическими разработками и фактическими замерами давлений на соседних площадях. Так, выявленная самая верхняя зона избыточных давлений (интервал менее 1000 м) (см. рис. 1б) может быть связана с началом формирования АВГД в результате неравновесного уплотнения пород, поскольку по фактическим замерам в скважинах это явление обнаруживается уже с глубины 500-600 м (Юсуфзаде и др., 1976; Халилов и Иманов, 1980) (рис. 3).

Важно отметить, что по данным высокоточной сейсморазведки сложные барические условия бурения на незначительных глубинах также были выявлены на площади Юджин-Айленд в интервале 488-735 м и на площади Гарден-Банкс в интервале 150-1050 м, расположенных на шельфе Луизианы (Dickinson, 1953; Leach, 1993).

Вместе с тем необходимо отметить, что природа неглубоких проявлений аномальных давлений может быть связана также с верхней биохимической зоной газообразования, особенно при скоплении этих газов в песчаных линзах, ограниченных со всех сторон пластичными слабопроницаемыми породами. Промышленные запасы такого газа известны на Болгарском побережье Черного моря, в бассейне реки По (Италия), в Японии и т.д. Как отмечают Н.Ю.Халилов и А.А.Иманов (1979), «разрезы указанных интервалов в основном представлены глинами с прослоями линзовидных песчано-алевритовых пород, при прохождении которых наблюдаются водо-газопроявления, поглощения, обвалы и осыпи». Известны случаи разрушения в ЮКБ стационарных платформ из-за наличия таких линз. К этому уместно будет добавить, что в прибрежной зоне Каспия (район Нефтчала) при прокладке ирригационного канала на глубине около 6 м выявлены естественные газопроявления с явно биохимической изотопной меткой углерода метана ($\delta^{13}C$ – 81,5…-82,3).

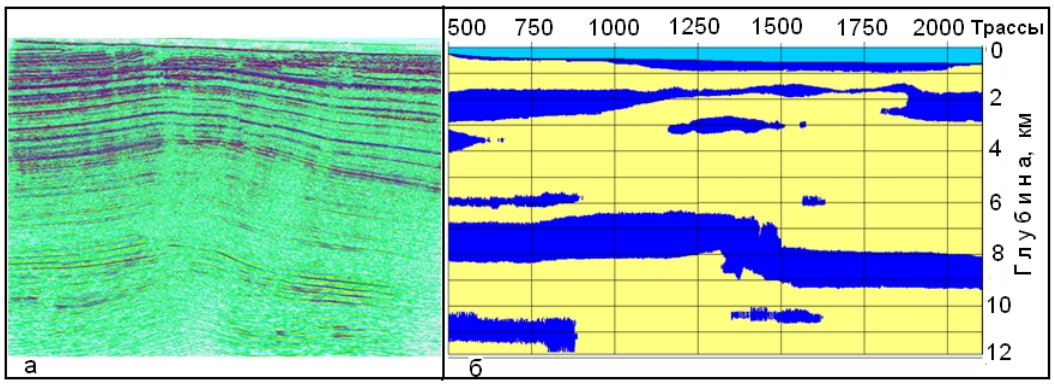


Рис. 2. Фрагмент исследованного временного разреза (а) и выявленные на нем зоны АВГД (b)

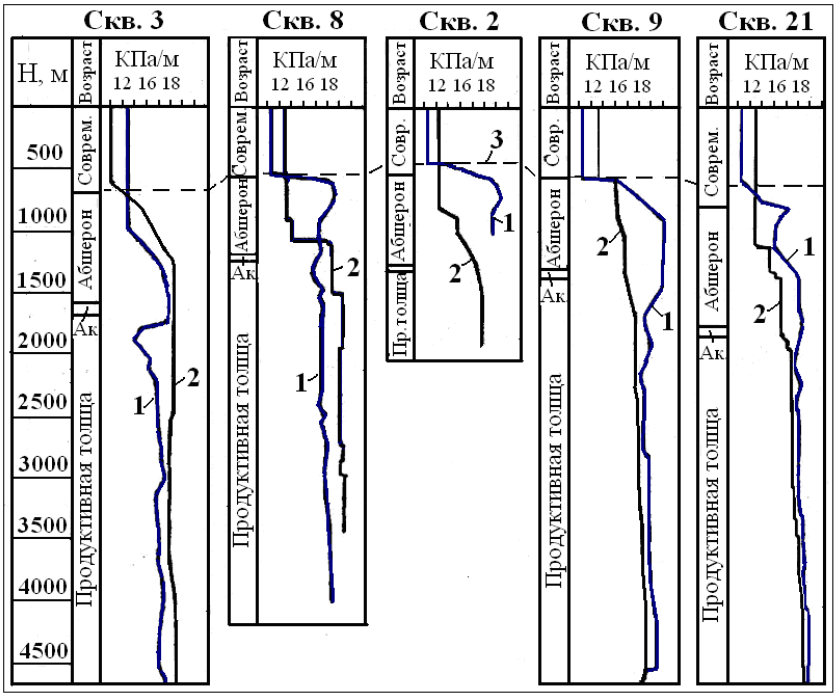


Рис. 3. Изменение градиентов давления по разрезу скважин на площади Булла-дениз, ЮКБ: 1 – рассчитанные значения; 2 – фактические данные (по уд. весу бур. раствора); 3 – верхняя граница АВГД (по Юсуфзаде и др., 1976)

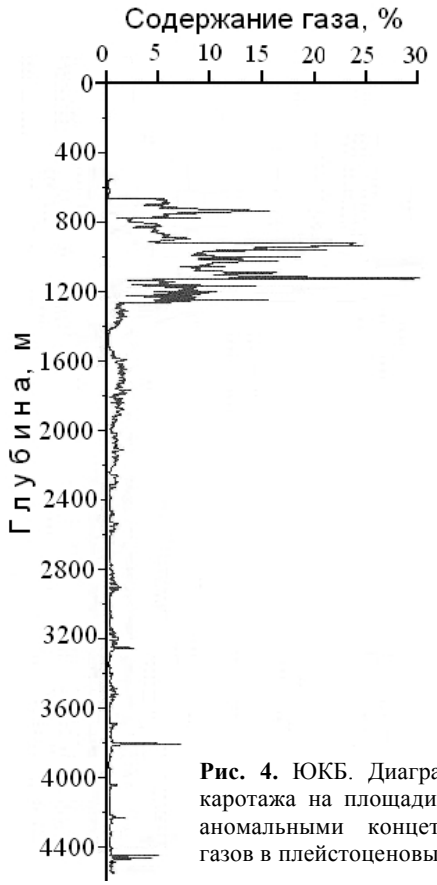


Рис. 4. ЮКБ. Диаграмма газового каротажа на площади Шах-дениз с аномальными концетрациями УВ газов в плейстоценовых отложениях

Важно отметить, что зоны высокого газонасыщения в плейстоценовых отложениях отмечаются в ЮКБ и по данным газового каротажа (рис. 4).

Пик формирования АВГД в связи недоуплотнением пород достигается на глубинах до 3 км, и, вероятнее всего, выявленная по сейсмическим данным вторая зона отражает именно этот интервал глубин (см. рис 1б).

Третья, выявленная по сейсмическим данным самая мощная зона, хорошо увязывается с установленной вертикальной зональностью нефтегазообразования в ЮКБ (рис. 5) (Фейзуллаев, Тагиев, 2008).

Заключение

Результаты впервые осуществленной в ЮКБ попытки прямого прогноза зон развития АВГД в разрезе аномальных давлений по сейсмическим данным хорошо согласуются с теоретическими разработками и традиционными методами диагностики.

Выявленные в сейсмовременном разрезе ЮКБ зоны АВГД связываются с неглубокозалегающими запечатанными газовыми скоплениями, возможно, биохимической природы

(верхняя зона АВГД), неравновесным уплотнением (недоуплотнением) пород (средняя зона АВГД) и генерацией УВ (нижняя зона АВГД). Причем нижняя зона АВГД является наиболее интенсивной, уровень которой зависит от мощности глинистой толщи, концентрации в глине органического вещества, его типа и температурных условий его преобразования в УВ. В этой зоне наибольший риск аварии при бурении скважин может быть связан с началом процессов газообразования на глубинах более 9 км как за счет более глубокой термальной деструкции керогена, так и крекинга ранее образовавшихся жидких УВ.

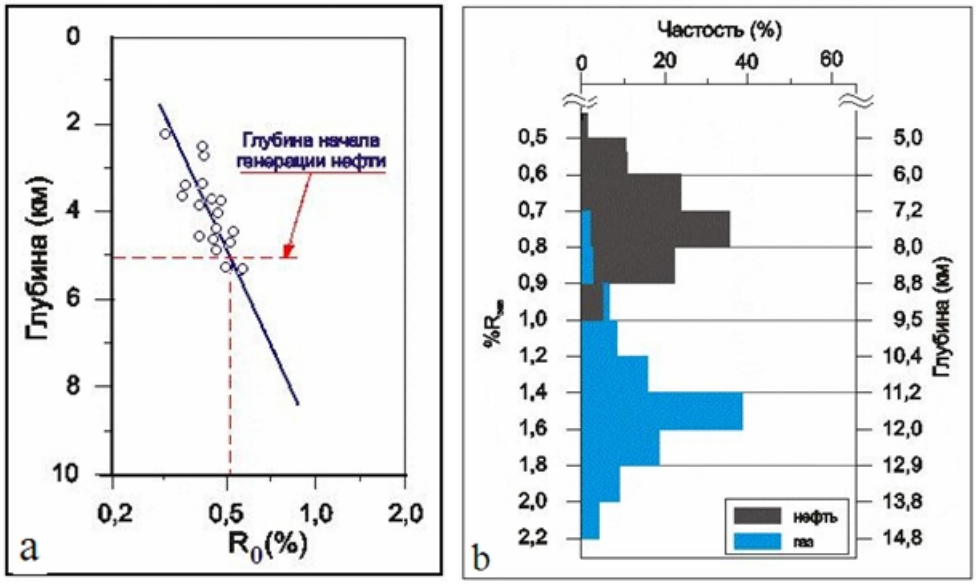


Рис. 5. ЮКБ. Прогнозируемая глубина начала генерации нефти по данным изменения с глубиной отражательной способности витринита (a) и расчетные глубины генерации нефти и газа, рассчитанные по их зрелости (b)

Сейсмический метод диагностики зон АВГД рекомендуется для использования в практике поисково-разведочных работ в ЮКБ, что будет способствовать минимизации степени экономического и технологического риска бурения глубоких скважин на еще неразбуренных перспективных структурах в глубоководной части бассейна.

ЛИТЕРАТУРА

ГОГОНЕНКОВ, Г.Н. 1980. Прогноз геологического разреза по сейсмическим данным. *Геология нефти и газа*, 1, 48-55.

ГУЛИЕВ, И.С., РАДЖАБОВ, М.М., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А., БАБАЕВ, А.Г. 1987. Геологические аспекты нефтегазоносности больших глубин Южно-Каспийской мегавпадины. В сб.: *Проблемы геофизики океанского дна. Тезисы докладов I Всесоюзной конференции по морской геофизике,* II, Москва, 85-86.

ГУЛИЕВ, И.С., ПАВЛЕНКОВА, Н.И., РАДЖАБОВ, М.М. 1988. Зона регионального разуплотнения в осадочном чехле Южно-Каспийского бассейна. *Литология и полезные ископаемые*, 5, 130-136.

ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А., ТАГИЕВ, М.Ф. 2008. Формирование залежей нефти и газа в Продуктивной толще Южно-Каспийского бассейна: новые подходы и результаты. *Азерб.Нефтяное Хозяйство*, 3, 7-18.

ХАЛИЛОВ, Н.Ю., ИМАНОВ, А.А. 1979. Влияние аномально-высоких пластовых давлений на показатели бурения. *Нефтяное хозяйство*, 10, 9-13.

ХАЛИЛОВ, Н.Ю., ИМАНОВ, А.А. 1980. Прогнозирование АВПД в процессе разведочного бурения. *Геология нефти и газа*, 5,41-45.

ШЫХАЛИЕВ, Ю.А., ГАУЗЕР, Г.Е. 2006. К вопросу прогнозирования зон аномально высоких пластовых давлений по данным сейсморазведки. *Геофизика*, 1, 21-25.

ЮСУФЗАДЕ, Х.Б., КАСУМОВ, К.А., АЛЕКСАНДРОВ, Б.Л., ДЕРГУНОВ, Э.Н. 1976. Изучение и прогнозирование АВПД по данным промысловой геофизики. *Азерб. Нефтяное Хозяйство*, 5, 1-8

AUD, B.W., FERTL, W.H. 1976. Evaluating overpressure in the Twilight zone. *Petroleum Engineer*, 5, 122 – 130.

BOWERS, G.L. 1995. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction. *SPE Drilling and Completion*, 10 (2), 89-95.

CARCIONE, J.M., HELLE, H.B. 2002. Rock physics of geopressure and prediction of abnormal pore fluid pressures using seismic data. *CSEG Recorder,* 9, 8-32.

CHOPRA, S., HUFFMAN, A. 2006. Velocity determination for pore pressure prediction. *CSEG Recorder*, 3, 28-46.

DICKINSON, G. 1953. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast Louisiana. *AAPG. Bull.*, 37, 410-432.

DUTTA, N.C. 2002. Geopressure prediction using seismic data: current status and the road ahead. *Geophysics*, 67 (6), 2002-2041.

DVORKIN, J., MAVKO, G., NUR, A. 1999. Overpressure detection from compressional and shear-wave data. *GRL,* 26, 3417-3420.

KAN, T.K., KILSDONIK, B., WEST, C.L. 1999. 3-D geopressure analysis in the deepwater Gulf of Mexico. *The Leading Edge*, 18 (4), 502-508.

LEACH, W.G. 1993. Gulf Coast tertiary-2 fluid migration, HC concentration in South Louisiana tertiary sands. *Oil and gas journal*, 15, 91, (11), 71–74

SAYERS, C.M., JOHNSON, G.M., DENYER, G. 2002. Predrill pore-pressure prediction using seismic data. *Geophysics*, 67 (4), 1286-1292.

ZSELLÉR, P. 1979. Determination of layer pressures, using interval velocities. *Geophysical Transactions*, 31(1-3), 39-51.

© Г.И.Джалалов, Г.М.Эфендиев, Т.Н.Маммадов, 2010

ИССЛЕДОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИИ ЧАСТИЦ БУРОВОГО ШЛАМА В ВОДНОЙ СРЕДЕ

Г.И.Джалалов, Г.М.Эфендиев, Т.Н.Маммадов

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

Путём аналитических и экспериментальных исследований оседания частиц бурового шлама в водной среде впервые получены закономерности изменения массы, диаметра и скорости оседания частиц во времени. Показано, что масса и диаметр частиц буровых отходов экспоненциально снижаются во времени при их оседании, приближаясь к установившемуся для данной среды значению, которое остаётся постоянным при дальнейшем увеличении времени наблюдений. При этом разработана схема расчётов скорости оседания частиц буровых отходов.

Введение. Известно (Инструкция по охране…, 1994; Патин, 2001; Балаба и др., 2001), что на изменение физико-химических свойств частиц выбуренной породы существенное влияние оказывает дисперсионная среда бурового раствора. При этом минералогический состав бурового шлама определяется литологическим составом разбуриваемых пород и может существенно изменяться по мере углубления скважин. Химический состав бурового шлама зависит как от его минерального состава, так и от свойств бурового раствора. Гранулометрический состав шлама определяется типом и диаметром породоразрушающего инструмента, механическими свойствами породы, режимом бурения, свойствами бурового раствора и эффективностью ее очистки.

Буровой раствор и вообще природные и промышленные воды содержат какое-то количество взвешенной фракции; в такой среде, как обычно, происходит процесс седиментации, который ведет к отстаиванию, то есть отделению твердой фракции от жидкой, при этом очищается водная среда, с одной стороны, и загрязняется дно, с другой. При оседании глинистых частиц происходит также помутнение водной среды и длительное его сохранение. При этом частицы, движущиеся с разными скоростями и на небольшом расстоянии друг от друга, могут взаимодействовать между собой. Всё это играет большую роль в осадкообразовании бурового шлама вблизи скважины и оказывает существенное влияние на скорость оседания частиц, которая, являясь одной из важных характеристик, привлекает внимание большого количества исследователей. Наличие в составе бурового шлама частиц различных размеров, массы и плотности обуславливает сложность оценки их скоростей оседания.

Постановка задачи. В ряде работ отмечается, что используемая в настоящее время теория седиментации основана на формуле Стокса, которая справедлива для одиночной частицы. Реальные же скорости оседания могут значительно отличаться от скорости, рассчитанной по формуле Стокса, особенно для густой полидисперсной среды.

В связи с этим в литературе дается различная интерпретация происходящим при этом явлениям. Так, согласно анализу, выполненному в работе (Балаба и др., 2001), установившаяся скорость осаждения частиц песка размером 0,84 мм составляет 0,128 м/с, а частиц размером 2 мм – 0,274 м/с. Для частиц, диаметр которых больше 0,06 мм, скорость оседания не подчиняется закону Стокса (Уолкер, 1983). В данном случае, как отмечает автор, большие частицы быстро опускались на дно со скоростью примерно 1 см/с, меньшие опускались гораздо дольше. Для их полного оседания потребовалось более 10 минут.

В одной из работ (Мамедов, Ханларов, 2006) приводятся результаты численного моделирования распределения выбуренных частиц. Авторами установлено, что более тяжёлые частицы бурового шлама быстро осаждаются, незначительно рассеиваясь на дне непосредственно над точкой сброса. Там же со ссылкой на результаты лабораторных иссле-

дований отмечается, что глинистые вещества образуют агрегаты, скорость которых в 1000 раз меньше, чем скорость, определённая по закону Стокса**.**

Моделирование процессов оседания частиц выбуренного материала в реальных морских условиях имеет ряд сложностей, поскольку в состав этого материала входят различные фракции частиц с определенным разбросом их по размерам, весу и плотности. В связи с этим для адекватного учета процессов, протекающих в реальных условиях, в работах (Мамедов, Ханларов, 2006; Korotenko, Mamedov, 2004; Mamedov et al., 2002) приводятся результаты построения комплексной модели и численного моделирования распространения выбуренной породы и бурового раствора для восьми вариантов сброса буровых отходов с учётом сложных процессов, в частности циркуляции моря и движения частиц выбуренного материала.

При сбросе выбуренного материала на поверхность моря выявляются дополнительные особенности в его распределении в толще моря, связанные с тем, что в процессе оседания вещество проходит зоны с разными распределениями скорости и интенсивности турбулентной диффузии, что требует более сложных расчётов.

При этом количественное описание динамики процессов, происходящих в водных экосистемах, связано с трудностями методического, информационного и алгоритмического характера. Имеющиеся в настоящее время проблемы вызваны несовершенством средств и методов экологических исследований в буровых процессах, трудностями постановки и реализации экспериментальных исследований, математического моделирования процессов, происходящих в морских условиях при сбросе буровых отходов.

Отмеченное выше свидетельствует о серьёзных трудностях исследования процессов оседания частиц в реальных морских условиях. Несмотря на это, всё же имеются проблемы, связанные с неоднозначностью оценок и отсутствием общего мнения в закономерностях оседания частиц даже в условиях, отличных от реальных. Данное обстоятельство существенно затрудняет оценку экологического состояния морской среды в районе ведения буровых работ, в то же время обуславливает важность и актуальность проведения отмеченных выше комплексных исследований.

Исходя из вышеизложенного, в настоящей статье приводятся результаты анализа процесса оседания частиц бурового шлама, закономерности изменения во времени массы, диаметра и скорости оседания частиц. Отобранные пробы буровых отходов были подвергнуты анализу также с точки зрения распределения в них частиц различных размеров.

Результаты исследований. С целью изучения закономерностей изменения скорости оседания и проведения сравнительного анализа нами осуществлены наблюдения за влиянием фракционного состава бурового шлама, отобранного из скважин, пробуренных как на Сахалине, так и месторождениях Азербайджана, на скорость осаждения в водной среде.

Предварительно были проведены микроскопические исследования образцов пород, представленных в основном глинами с различными включениями. Отработанный шлам был подвергнут анализу с оценкой химического состава, который позволил установить в его составе наличие различных химических соединений и элементов, таких как окиси натрия, магния, алюминия, кремния, фосфора, калия, кальция, бария, железа и др. Кроме того, определено содержание также и микроэлементов, результаты ещё раз подтверждают отрицательное влияние на окружающую среду отходов бурения скважины.

Шлам, отобранный из скважин месторождения «Гюнешли», представлен относительно более крупными глинистыми частицами, которые в водной среде набухают и диспергируются. Диспергирование еще более усиливается при повторном гидротранспорте частиц через скважину, что приводит к снижению скорости оседания в водной среде. В данном случае также большую роль играет время проведения наблюдений.

Поэтому при изучении скорости оседания глинистых частиц необходимо учесть временной фактор, что и было сделано нами.

Для того, чтобы прийти к какому-либо выводу, необходимы постановка и проведение более широких исследований, которые позволили бы проследить за изменением скорости оседания в начальный момент, ус-

тановить время начала изменения диаметров частиц, а также изменение диаметров и массы оседающих частиц во времени, обосновать соответствующие закономерности в рамках накопленных к настоящему времени теоретических и экспериментальных исследований. С учётом этого, нами проведены исследования, исходя из теоретических предпосылок, опубликованных в литературе для случая постоянного диаметра оседающих частиц (www.mgpu.ru/download.php?id=2453).

В отмеченной работе рассматривается свободное падение шарика в жидкости. При этом на шарик действуют три силы: сила тяжести $m\boldsymbol{g}$, сила Архимеда $\mathbf{F}_{apx}$ и сила внутреннего трения $\mathbf{F}_{mp}$. Предполагается, что шарик достаточно мал, так что при движении он не возмущает жидкость и не оставляет за собой никаких завихрений.

На основе отмеченных условий в этой же работе для определения скорости оседания получено следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{dv}{dt} = (1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho})g - \frac{18\eta}{\rho D^2}v, \qquad (1)$$

где $\rho_ж$ – плотность частиц; ρ − плотность среды; η − вязкость среды; D – диаметр частиц; v – скорость оседания.

Данное уравнение легко решается, в результате получается, что скорость шарика растёт по экспоненциальному закону, приближаясь к установившейся скорости.

Следует отметить, что рассматриваемый нами процесс отличается тем, что в нашем случае оседание происходит в водной среде, причём согласно (Патин, 2001) и нашим предварительным наблюдениям в процессе оседания размеры частиц вследствие диспергирования уменьшаются. Поэтому в вышеприведённом уравнении в отличие от рассмотренного случая диаметр частиц следует принимать не постоянным, а как функцию времени.

С целью установления вида зависимости диаметра частиц от времени нами проводились исследования оседания частиц бурового шлама в водной среде, в процессе которых через определённое время измерялись масса и диаметр осевших частиц. Диаметры оседавших через фиксированное время частиц устанавливались с помощью их распределения с использованием прибора «Master Sizer 2000» фирмы Малверн, принцип действия которого основан на измерении распределения интенсивности рассеянного лазерного луча, пропущенного через отобранные пробы. В результате наблюдений получены распределения частиц, которые показывают концентрацию фракций различных размеров. А значение размера частиц определялось как средневзвешенное по их процентному содержанию. Плотность и функция распределения для одного случая в качестве примера показаны на рисунке 1. Далее проводились наблюдения за процессом оседания частиц в водной среде. При этом исследовалось изменение размеров, массы и скорости оседания частиц буровых отходов во времени.

Как показали наблюдения, диаметр, масса и скорость оседания частиц, увеличиваясь в начале опыта, достигают за относительно короткое время наибольшего значения, затем снижаются, подчиняясь экспоненциальному закону. В начале опыта было зафиксировано время появления первого осадка, затем наблюдения проводились через относительно большие интервалы времени. Опыты проводились до тех пор, пока не закончится процесс оседания, т.е. пока последние 2-3 наблюдения не дадут близких, почти одинаковых, результатов. По результатам наблюдений построен график изменения диаметра частиц во времени, приведённый на рисунке 2. Как видно из графика, с истечением времени диаметр частиц снижается, приближаясь к установившемуся значению.

Результаты наблюдений за изменением диаметра и массы частиц, а также скорости их оседания во времени приведены в таблице 1. Там же приведены и расчётные значения диаметров частиц и скоростей их оседания. Как видно из таблицы, вначале в течение 4с наблюдается рост значений скорости оседания, после чего скорость снижается.

Экспериментальные данные подвергнуты статистической обработке, в результате которой получена эмпирическая зависимость, выражающая связь диаметра частиц и времени:

$$D(t)=(d_0-d_{уст})\exp(-kt)+d_{уст}, \qquad (2)$$

где d_0 и $d_{уст}$ – начальный и установившийся диаметры частиц соответственно.

Средневзвешенный диаметр 10,32 мк

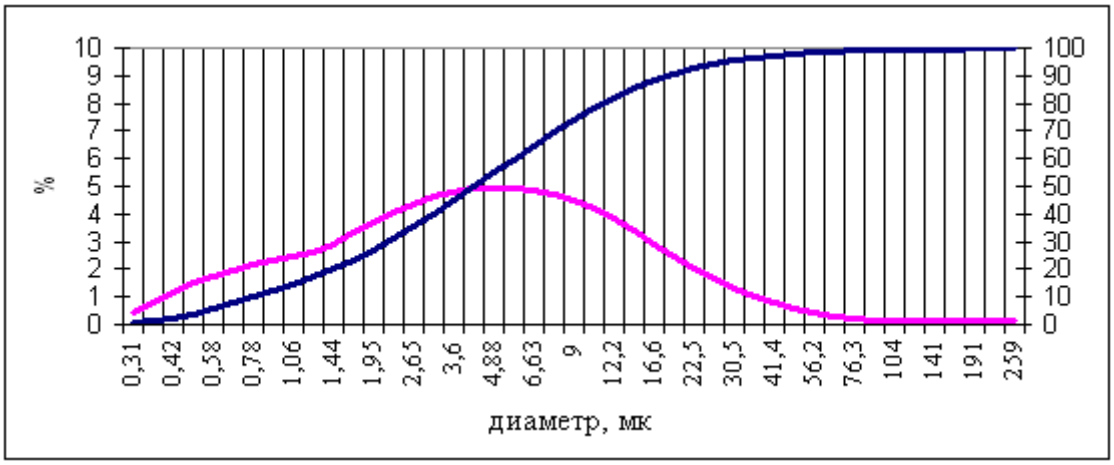


Рис. 1. Плотность и функция распределения частиц с различным средневзвешенным диаметром

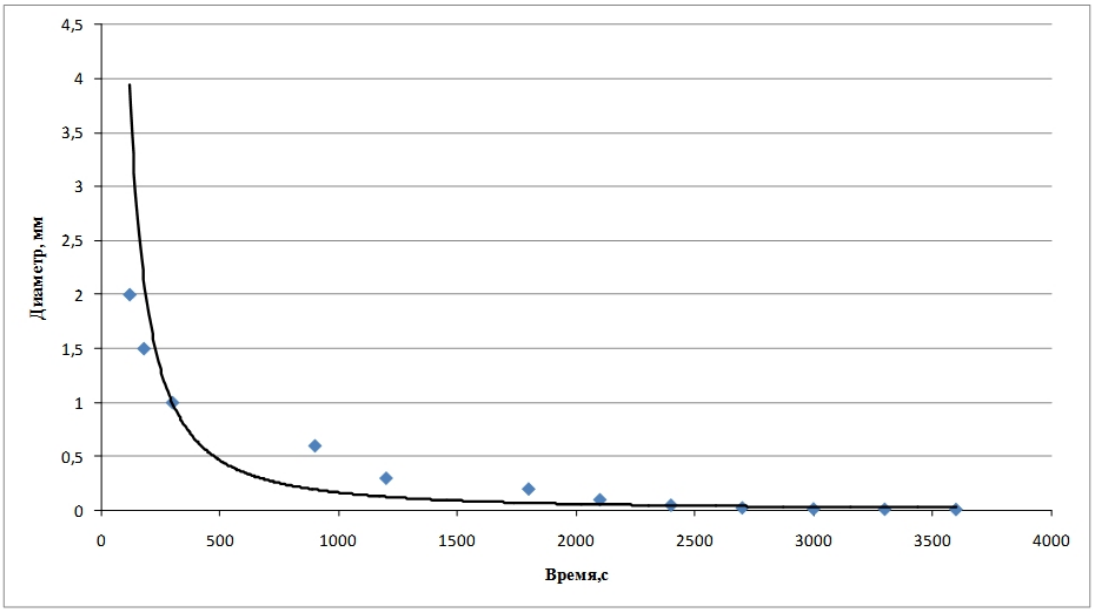


Рис. 2. Зависимость диаметра частиц бурового шлама от времени оседания в водной среде

С учётом значений начального и установившегося размеров частиц изменение диаметра во времени для рассматриваемого случая описывается следующим образом:

$$D(t)=1{,}99\exp(-0{,}00172t)+0{,}01 \qquad (3)$$

При использовании в уравнении (1) вместо постоянного диаметра частиц его функцию времени, оно примет следующий вид:

$$\frac{dv}{dt}=(1-\frac{\rho_{ж}}{\rho})g-\frac{18\eta}{\rho(D(t))^2}v. \qquad (4)$$

Строгое аналитическое решение уравнения (1) с учётом начальных условий (при $t=0$, $D=D_0$) становится невозможным. Поэтому для решения данной задачи пользовались численным методом с использованием соответствующей программы Mathcad. В результате реализации настоящей программы получена искомая зависимость.

Таблица 1

Время, сек.	Масса осевших частиц, г.	Диаметр частиц,см		Скорость оседания,см/сек	
		расчет.	эксп.	расчет.	эксп.
1	-	-	-	320,0196	-
2	-	-	-	389,3623	-
3	-	-	-	403,6477	-
4	-	-	-	405,7108	-
5	-	-	-	405,0775	-
6	-	-	-	403,8554	-
7	-	-	-	402,5083	-
8	-	-	-	401,1377	-
9	-	-	-	399,7657	-
10	-	-	-	398,3972	-
120	-	0,162888	-	273,27	-
180	-	0,147014	-	222,54	-
300	-	0,119784	-	147,68	-
900	-	0,043322	-	19,3	-
1200	-	0,026262	-	7,09	-
1800	-	0,010001	-	1,03	-
2100	-	0,006373	-	0,42	-
2400	5,37	0,004207	0,004128	0,18	-
2500	5,89	0,0037	0,003703	0,14	-
2700	-	0,002914	-	0,087	-
2850	4,65	0,002479	0,002454	0,063	0,06
2900	3,68	0,002357	0,002315	0,057	0,055
2950	3,73	0,002245	0,002221	0,052	0,05
3000	-	0,002143	-	0,047	-
3100	3,72	0,001962	0,001958	0,039	0,04
3300	3,37	0,001682	0,001681	0,029	0,035
3600	-	0,001407	-	0,02	-
4100	3,15	0,001172	0,001198	0,014	0,015
4200	2,89	0,001145	0,001098	0,013	0,015
4300	2,75	0,001122	0,001032	0,013	0,014

Расчётная кривая для интервала времени наблюдений показана на рисунке 3. Для сравнения на график наложены экспериментальные точки, взаимное расположение которых свидетельствует о достаточном совпадении расчётных и экспериментальных значений скоростей оседания частиц. Для подтверждения данного обстоятельства были рассчитаны абсолютная и относительная погрешности, приведённые в таблице 2.

Как видно из таблицы, в целом результаты хорошо согласуются: средняя относительная погрешность составила 7,25%. Результаты расчётов, а также экспериментальных исследований позволили установить значение установившейся скорости, к которой стремятся текущие значения скорости при увеличении значения времени.

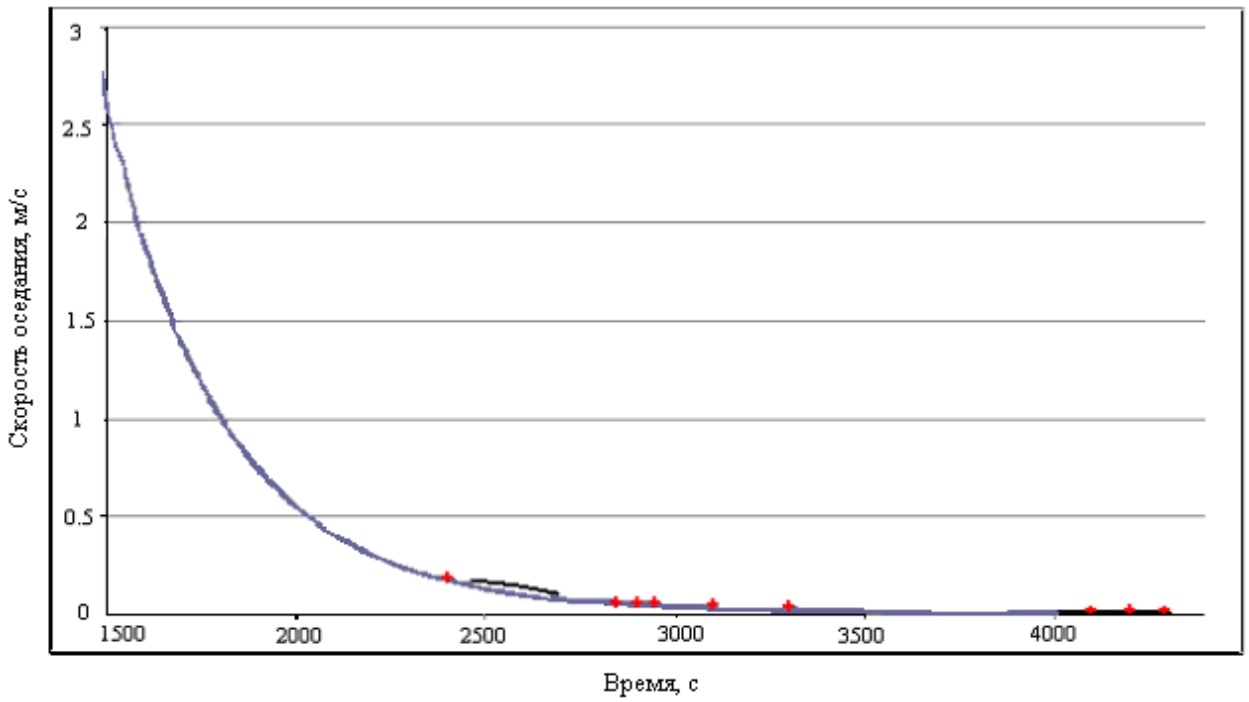


Рис. 3. Изменение расчётной скорости оседания частиц во времени

Таблица 2

Время, сек	Значение скоростей оседания, см /сек		Погрешности	
	Экспер.(Vэ)	Расчет. (Vр)	|Vэ-Vр|	Vэ-Vр/Vф*100, %
2400	0,18	0,182005601	0,002006	1,114222783
2500	0,17	0,140798266	0,029202	17,1774907
2850	0,06	0,063194798	0,003195	5,324663552
2900	0,055	0,057133845	0,002134	3,87971797
2950	0,05	0,05184111	0,001841	3,682220372
3100	0,04	0,039589269	0,000411	1,026828424
3300	0,035	0,029095292	0,005905	16,87059493
4100	0,015	0,014132367	0,000868	5,784217609
4200	0,015	0,013483631	0,001516	10,1091257
4300	0,014	0,012949228	0,001051	7,505513855
			Ср. погрешность	7,25

Расчётная схема дает возможность проследить за процессом оседания в начальный момент времени, когда диаметр частиц сохраняется ещё постоянным. Анализ данной зависимости показывает, что в начальный момент времени наблюдается рост скорости оседания, что, как показали опыты и результаты расчётов, длится всего 4 секунды в рассматриваемых условиях. В данном случае частицы не успевают диспергировать и ведут себя как шар с постоянным диаметром. Скорость оседания в данном случае равна скорости по Стоксу (www.mgpu.ru/download.php?id=2453).

Дальнейшее увеличение времени приводит к экспоненциальному снижению скорости оседания.

Таким образом, в результате выполненных экспериментальных и аналитических исследований можно прийти к следующему заключению:

- Разработана схема расчётов скорости оседания частиц буровых отходов, реализация которой позволяет получить закономерность её изменения во времени.
- Масса, диаметр и соответственно скорость оседания частиц буровых отходов экспоненциально снижаются во времени при их оседании, приближаясь к установившемуся для данной среды значению, которое остаётся постоянным при дальнейшем увеличении времени наблюдений.

Полученные результаты могут быть использованы для восполнения недостатка информации о количественных изменениях во времени вследствие диспергирования частиц при математическом моделировании процессов конвективного распространения шлама в водной среде.

Авторы считают своим долгом выразить глубокую благодарность академику М.Т.Абасову за продуктивное обсуждение результатов исследований, отраженных в данной статье.

ЛИТЕРАТУРА

БАЛАБА, В.И., КОЛЕСОВ, А.И., КОНОВАЛОВ, Е.А. 2001. Проблемы экологической безопасности использования веществ и материалов в бурении. ИРЦ Газпром. Москва.76.

ИНСТРУКЦИЯ ПО ОХРАНЕ окружающей среды при бурении скважин на нефть и газ на суше (РД 39-133-94). 1994. Роснефть. Москва.

МАМЕДОВ, Р.М., ХАНЛАРОВ, А.Г. 2006. Эколого-географические аспекты моделирования процесса переноса шлама и бурового раствора при сбросе на поверхность моря. *Известия НАНА, Науки о Земле*, 3, 98-107.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЯЗКОСТИ жидкости методом Стокса. www.mgpu.ru/download.php?id=2453

ПАТИН, С.А. 2001. Нефть и экология континентального шельфа. ВНИРО. Москва.

УОЛКЕР, Дж. 1983. Кофе по-турецки. *В мире науки*, 6, 114-118.

ХАУСТОВА, А.П. (под ред.). 2006. Природопользование, охрана окружающей среды и экономика: Теория и практикум: Учебное пособие. РУДН. Москва. 613.

KOROTENKO, K.A., MAMEDOV, R.M. 2004. Particle tracking method in the approach for prediction of oil slick transport in the sea: modelling oil pollution resulting from river input. *J. Marine Systems*, 48, 159-170.

MAMEDOV, R.M., KOROTENKO, K.A., MOOERS, C.N.K. 2002. Prediction of the transport and dispersal of oil in the South Caspian Sea resulting from blowouts. *J. Environ. Fluid Mechanics*, 1, 383-414.

© М.Т.Абасов, В.Н.Лунина, А.А.Адигезалова, Л.Г.Крутых, 2010

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗООТДАЧИ ПО ДАННЫМ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

М.Т.Абасов, В.Н.Лунина, А.А.Адигезалова, Л.Г.Крутых

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ 1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29 А

В работе на основании проведенных исследований дается оценка коэффициента газоотдачи, выполненная с использованием метода сопротивления. Для определения остаточного газонасыщения использовано удельное электрическое сопротивление пласта в промытой зоне скважины, фиксированное зондом длиной 0,45 м из комплекта бокового каротажного зондирования. Объектом исследования выбран горизонт $VII_{верхи}$ продуктивной толщи месторождения Булла-дениз.

К настоящему времени из недр Азербайджана отобрано более 1 млрд. тонн нефти с конденсатом и около 500 млрд. $м^3$ газа. (Абасов М.Т. и др., 2003). Основные пути развития нефтегазодобычи в Азербайджане связаны с увеличением углеводородной ресурсной базы за счет доразведки существующих месторождений и постановки поисковых работ на новые стратиграфические этажи и перспективные структуры. В связи с этим изучение коэффициента нефте- и газоотдачи и его связи с другими свойствами коллекторов необходимо при обосновании кондиционных значений подсчетных параметров для подсчета запасов и проектирования разработки.

Коэффициенты нефте- и газоотдачи за время эксплуатации меняются в зависимости от многих факторов таких, как физические свойства пород и пластовых флюидов, механизм вытеснения углеводородов, сетка расположения скважин, темп отбора и т.д. Поэтому для различных месторождений с одним и тем же режимом работы они могут сильно отличаться друг от друга. Определение текущего и конечного коэффициентов нефте- и газоотдачи играет особенно важную роль при контроле за разработкой залежей нефти и газа, проводимом с целью их рациональной эксплуатации.

Одним из многочисленных методов определения этих коэффициентов является способ с использованием геофизических исследований скважин, основанный на послойной оценке начального и остаточного насыщения продуктивных пластов (Вендельштейн, Резванов, 1978).

Понятие о газо- и конденсатоотдаче по идее тождественно понятию о нефтеотдаче и поэтому коэффициенты газо- и конденсатоотдачи могут быть выражены одинаковыми формулами (Гиматудинов,1963). Расчет коэффициента нефте- и газоотдачи ($К_{отд}$) производится по формуле

$$К_{отд} = 1 - \frac{К_{гно}}{К_{гн}} = \frac{К_{гн} - К_{гно}}{К_{гн}}, \qquad (1)$$

где $К_{гн}$ и $К_{гно}$ – соответственно коэффициенты начальной и остаточной газонефтенасыщенности.

Коэффициент начального нефте- или газонасыщения определяется по методу сопротивления, а конечного (для тех же пластов) – по сопротивлению промытой зоны, определяемой по микроэлектрическим геофизическим методам исследования скважин. При этом используются связи между коэффициентом газонефтенасыщенности и параметром насыщения (*Qn*). Метод позволяет оценить текущий коэффициент газо- или нефтеотдачи в районе отдельных скважин.

Процесс проникновения фильтрата промывочной жидкости в продуктивные пласты аналогичен процессу вытеснения из них нефти или газа водой, что позволяет использовать параметр насыщения промытой зоны (*Qnn*) для оценки конечной нефте- или газоотдачи в отдельных скважинах.

Величина коэффициента газоотдачи зависит от множества факторов, и практические пределы её изменения варьируют от 50 до 97 % (Гришин 1985).

Нами сделана попытка оценки коэффициента газоотдачи с использованием материалов геофизических исследований скважин по VII $_{верхи}$ горизонту продуктивной толщи месторождения Булла-дениз, поскольку газоконденсатная залежь этого объекта интенсивно разрабатывается и в настоящее время. Месторождение расположено на продолжении антиклинальной зоны, начинающейся на суше от поднятия Кянизадаг, с которым связано одноименное нефтяное месторождение. Месторождение характеризуется сложными горно-геологическими условиями. Продуктивные горизонты залегают на больших глубинах (более 6 км), обусловивших высокие начальные пластовые давления и температуры (до 71,4 МПа и 110 ^{0}С). Промышленная разработка месторождения начата в 1975 году. С начала разработки до настоящего времени в эксплуатации перебывали 34 скважины.

Исходными данными при расчетах являются плотность промывочной жидкости, которая колеблется в пределах 1620-2120 кг/м^3, а также удельное электрическое сопротивление (УЭС) промывочной жидкости, которое при температуре пласта изменяется от 0,1 до 0,29 Омм, составляя в среднем 0,17 Омм. Среднее значение УЭС пластовой воды при температуре пласта – 0,087 Омм.

Коллекторы горизонта VII$_{верхи}$ характеризуются отрицательными амплитудами ПС с относительной амплитудой, изменяющейся от 0,2 до 1; фактические диаметры скважин в интервале пластов близки к номинальным. Удельные электрические сопротивления продуктивных пластов изменяются от 5 до 36 Омм, водоносных – от 1,5 до 4,6 Омм. Среднее значение УЭС водоносного пласта, используемое при расчетах, составляет 2,2 Омм. Среднее значение коэффициента пористости ($K_п^{средн}$) равно 16 %, параметр пористости P = 25 при m = 1,8 (m – эмпирический коэффициент, определяемый по образцам горной породы с фиксированной структурой порового пространства). Среднее значение УЭС фильтрата промывочной жидкости с учетом её плотности составляет 0,08 Омм. Сопротивление пласта, насыщенного фильтратом промывочной жидкости, используемое при определении параметра насыщения промытой зоны ($Q_{пп}$), близко к сопротивлению водонасыщенного пласта и равно 2 Омм.

Продуктивные пласты VII$_{верхи}$ горизонта в подавляющем большинстве характеризуются двухслойными кривыми бокового каротажного зондирования (БКЗ), то есть как бы отсутствием проникновения в них фильтрата глинистого раствора. Очевидно, что при прочих равных условиях глубина проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт тем больше, чем больше его проницаемость. Часто отсутствие проникновения связано не с малой проницаемостью, а с какими-то другими причинами. Так, глинистый раствор мог не проникнуть в хорошо проницаемый пласт вследствие большого пластового давления. Кроме того, при очень большом проникновении раствора с увеличением отношения D/d (D – диаметр скважины, d – диаметр зоны проникновения) правая ветвь кривой БКЗ стремится к двухслойной кривой БКЗ. Таким образом, двухслойными кривыми БКЗ могут характеризоваться проницаемые пласты как при отсутствии проникновения, так и с большой глубиной проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

Учитывая геофизическую характеристику продуктивных пластов VII$_{верхи}$ горизонта, а именно: наличие отрицательной амплитуды ПС и глинистой корки при отсутствии микрометодов, по которым обычно определяется удельное электрическое сопротивление промытой зоны, нами для пластов с глубоким проникновением за УЭС промытой зоны приняты сопротивления, записанные зондом длиной 0,45 м из комплекта БКЗ.

Чтобы из всех продуктивных пластов выделить пласты с глубоким проникновением были построены ряды распределений (рис.1) по $\rho_{к\ 0,45}$, $Q_{пп}$ и $Кго_п$ ($\rho_{к\ 0,45}$ – кажущееся сопротивление пласта, записанное зондом длиной 0,45 м; $Q_{пп}$ – параметр насыщения промытой зоны; $Кго_п$ - коэффициент остаточной газонасыщенности промытой зоны, принятый в расчетах по вышепрведенной формуле равным коэффициенту остаточной газонефтенасыщенности $Кго_п$). Общая выборка составляет 190 пластов по 28 скважинам.

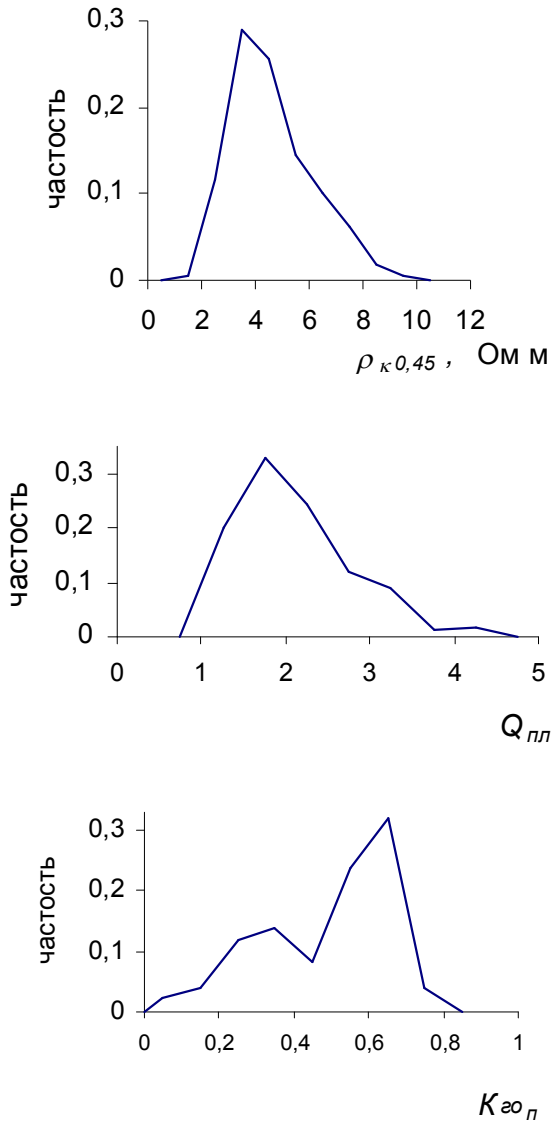


Рис. 1. Распределения параметров $\rho_{0,45}$, $Q_{пп}$, $Кго_п$

По этим распределениям видно, что в отличие от распределений по $\rho_{к\ 0,45}$, $Q_{пп}$ распределения по $Кго_п$ характеризуются неоднородной выборкой, что подтверждается при проверке полученного распределения на однородность по критерию согласия Колмогорова (P (λ) < 0,05). То есть вероятность случайного расхождения рядов распределения менее 0,05. Можно предположить, что выделенные группы продуктивных пластов отличаются по глубине проникновения. Сравнение интегральных кривых распределения $Кго_п$ для групп с минимальными их значениями позволило определить граничное значение $Кго_п$, равное 0,26.

Можно также предположить, что в группу пластов с $Кго_п$ < 0, 26 входят пласты с глубоким проникновением, где $Кго_п$ характеризует остаточную газонасыщенность, а сопротивления $\rho_{к\ 0,45,}$ соответствующие этим пластам, – промытую зону и могут быть использованы для оценки коэффициента газоотдачи. Коэффициенты начального газонасыщения определялись традиционным способом – по методу сопротивления.

Пластам, по которым определены коэффициенты газоотдачи, соответствуют значения $\rho_{к\ 0,45}$ < 3,0 Омм и $Q_{пп}$ <1,4.

Из рассмотренной выборки (190 газонасыщенных пластов по 28 скважинам) выделено 44 пласта по 21 скважине, по которым определены коэффициенты остаточной газонасыщенности и газоотдачи. Почти все пласты входят в интервалы опробования. Исходные данные для определения газоотдачи приводятся в таблице.

Как видно, полученные значения коэффициента газоотдачи ($Кг_{отд}$) изменяются в пределах 0,64 – 0,89, составляя в среднем 0,73, что сопоставимо с коэффициентом газоотдачи, установленном при подсчете запасов. При подсчете запасов (2003 год) выполнены технико-экономические расчеты для обоснования коэффициентов извлечения углеводородов. С учетом технологических критериев разработки на основании прогнозных расчетов добычи природного газа и экономических критериев была определена величина коэффициента газоотдачи для $VII_{верхи}$ горизонта, равная 0,72. Отметим, что разработка данной залежи близка к завершающей стадии.

Определенные по скважинам коэффициенты газоотдачи были сопоставлены с дебитами скважин (рис. 2). На полученном графике в отдельную область выделяются скважины, опробованные в начальный период разработки (1976 – 1979 гг.). Как видно, одному и тому же значению газоотдачи соответствуют разные дебиты скважин – более высокие для скважин начального периода разработки (1976 – 1979 гг.) и несколько ниже – по скважинам 1981 – 1996 гг. Для последних скважин полученная зависимость характеризуется коэффициентом корреляции, равным 0,76.

Исходные данные для определения коэффициента газоотдачи

№скв.	Интервал пласта, м	*h*, м	$\rho_п$ Омм	**КГН**	$\rho_{к0,45}$, Омм	$Q_{пп}$	$Кго_п$	$Кг_{отд}$	$Кг_{отд}^{средн}$	$К_{пр}$	$К_{пр}^{средн}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
20	5309 – 5312	3	7	0,69	2,6	1,18	0,17	0,75	0,75	42	42
29	5101 – 5109,5	8,5	7,5	0,7	2,7	1,23	0,19	0,73	0,73	47	47
31	5417,5 5425,5	8	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71	0,71	52	52
32	5405 – 5410,5	5,5	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,64	55	55
38	6142,5 6145,5	3	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,69	55	53
	6147 – 6152	5	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71		52	
	6159,5 – 6163	3,5	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71		52	
39	5655 – 5659	4	8,5	0,73	2,4	1,09	0,08	0,89	0,8	55	141
	5662 – 5667,5	5,5	9,5	0,75	2,5	1,14	0,12	0,84		65	
	5671 – 5675,5	4,5	12,5	0,79	2,8	1,27	0,21	0,73		103	
	5676,5 – 5684	7,5	23	0,86	2,7	1,23	0,19	0,78		250	
	5689 – 5696,5	7,5	17	0,83	2,7	1,23	0,19	0,77		155	
40	5622,5 – 5628	3,5	8	0,72	3	1,36	0,26	0,64	0,65	52	48
	5660 – 5668	8	7,5	0,7	2,9	1,32	0,24	0,66		47	
43	5964,5 – 5969	4,5	11,5	0,78	3	1,36	0,26	0,67	0,67	87	87
45	5304,5 5311,5	7	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71	0,71	52	48
	5325 – 5330,5	5,5	7	0,69	2,8	1,27	0,21	0,7		42	
46	5699 – 5703	4	10	0,76	3	1,36	0,26	0,66	0,7	71	
	5734 – 5740	6	9	0,74	2,8	1,27	0,21	0,72		60	64
53	5617,5 5624,5	7	8	0,72	3	1,36	0,26	0,64	0,64	52	52
55	5981 - 5985	4	7	0,69	2,6	1,18	0,15	0,78	0,7	42	50
	5994 - 5997,5	3,5	7,5	0,7	2,7	1,23	0,19	0,73		47	
	5998 - 6000,5	2,5	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64		55	
	6001 - 6007	6	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64		55	
58	6088 - 6092	4	7,5	0,7	2,7	1,23	0,19	0,73	0,73	47	47
60	5531,5 5533,5	2	7,7	0,71	2,6	1,18	0,15	0,79	0,77	50	93
	5544,5 - 5550	5,5	10	0,76	2,6	1,18	0,15	0,8		71	
	5555 - 5565,5	10,5	13	0,8	2,8	1,27	0,21	0,74		106	
	5566 - 5570	4	13,5	0,8	2,6	1,18	0,15	0,81		111	
61	5622 - 5625	3	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71	0,76	52	49
	5655,5 - 5658	2,5	7	0,69	2,6	1,18	0,15	0,78		42	
	5659,5 - 5664	4,5	7,7	0,71	2,6	1,18	0,15	0,79		50	
64	6140,5 6142,5	2	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,64	55	55
66	5570,5 5573,5	3,5	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,69	55	53
	5578 - 5585	7	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71		52	
70	5265,5 - 5268	2,5	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,67	55	54
	5286,5 5288,5	2	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64		55	
	5293,5 - 5295	1,5	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71		52	
	5303,5 5306,5	3	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71		52	
73	5884,5 - 5893	8,5	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,71	55	49
	5928 - 5931,5	3,5	7,5	0,7	2,7	1,23	0,19	0,73		47	
	5939,5 - 5944	4,5	6,5	0,68	2,5	1,14	0,12	0,82		39	
106	5657,5 5660,5	3	7	0,69	2,6	1,18	0,15	0,78	0,78	42	42
108	5735 - 5737	2	5	0,61	2,8	1,27	0,21	0,66	0,66	27	27

Примечание : $К_{готд}^{средн}$ и $К_{пр}^{средн}$ - средневзвешенные по мощности значения коэффициентов газоотдачи и проницаемости

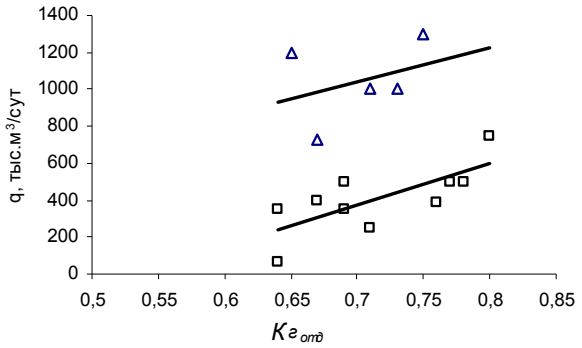


Рис. 2. Зависимость между дебитом скважины и коэффициентом газоотдачи пластов

Δ – *скв.1976-1979г.г* □ –*скв.1981-1996г.г*

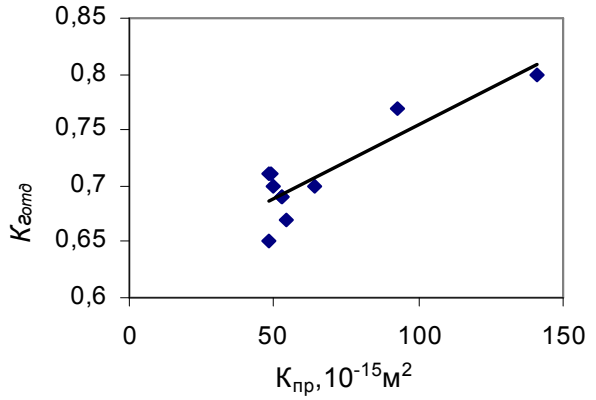


Рис. 3. Зависимость между коэффициентами газоотдачи и проницаемости

Полученные значения коэффициентов газоотдачи были сопоставлены с коэффициентами проницаемости пластов (рис. 3). При этом использованы средневзвешенные по мощности значения параметров. В сопоставление не вошли скважины с единичными определениями. При этом коэффициент корреляции составил 0,86.

Таким образом, проведенные исследования позволили установить, что при благоприятных условиях, даже при отсутствии микрометодов для определения сопротивления промытой зоны, можно произвести оценку коэффициента газоотдачи, используя сопротивления, записанные зондом длиной 0,45 м из комплекта БКЗ, как характеризующие промытую зону. Определенные таким образом коэффициенты газоотдачи составляют в среднем 0,73, что хорошо согласуется с прогнозным коэффициентом газоотдачи, равным 0,72, полученным с учетом технологических критериев разработки.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., АЛИЯРОВ, Р.Ю., ГУЛИЕВ, И.С. 2003. О геологических проблемах развития нефтегазодобычи в Азербайджане. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 3, 110-123.

ВЕНДЕЛЬШТЕЙН, Б.Ю., РЕЗВАНОВ, Р.А. 1978. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. Недра. Москва. 275.

ГИМАТУДИНОВ, Ш.К. 1971. Физика нефтяного и газового пласта. Недра. Москва. 309.

ГРИШИН, Ф.А. 1985. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. Недра. Москва. 304.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© М.Т.Абасов, Р.Ю.Алияров, Г.И.Джалалов, Р.А.Рамазанов, 2010

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

М.Т.Абасов[1], Р.Ю.Алияров[2], Г.И.Джалалов[1], Р.А.Рамазанов[1]

1 – *Институт геологии НАН Азербайджана*
AZ1143, Баку, просп.Г.Джавида, 29А

2 – *Azerbaijan (Shah-Deniz) Ltd. SOCAR*
AZ1096, Баку, ул.Ширин Мирзаева, 32 А

На основании теоретического анализа получена аналитическая модель, которая описывает зависимость относительной фазовой проницаемости от параметров, характеризующих структурные особенности пород-коллекторов, пористость, насыщенность, а также эффективное давление, и позволяет проводить оценку изменения относительной фазовой проницаемости в процессе разработки залежей нефти.

Залежи нефти и газа в течение всего периода развития претерпевают изменения, которые наиболее интенсивно проявляются в процессе разработки в условиях некомпенсированного отбора флюидов. Это происходит за счет роста эффективного давления вследствие уменьшения пластового давления в процессе разработки, что в свою очередь приводит к возникновению деформационных процессов в породах-коллекторах, в результате происходит изменение объема и структуры порового пространства, что влечет и изменение проницаемости. Изучению влияния этих процессов на физические свойства горных пород посвящены многочисленные исследования, из которых отметим работы Абасова М.Т., Авчана Г.М., Баренблатта Г.И., Горбунова А.Т., Добрынина В.М., Желтова Ю.П., Исаева Р.Т., Крылова А.П., Марморштейна Л.М., Мирзаджанзаде А.Х., Павловой Н.Н., Щелкачева В.Н. и др. Вместе с тем следует предположить, что изменение структуры порового пространства может оказать влияние и на фазовые проницаемости, поскольку уменьшение объема порового пространства влечет за собой и изменение радиуса поровых каналов, и, следовательно, величины капиллярного давления.

Поэтому при разработке залежей нефти и газа представляет интерес изучение влияния процесса деформации пород-коллекторов на фазовые проницаемости.

Одним из важных параметров природных резервуаров, характеризующих течение флюидов при одновременном присутствии в поровом пространстве нескольких фаз, являются относительные фазовые проницаемости (ОФП), которые тесно связаны с капиллярным давлением, возникающим на контакте двух фаз, радиусом капилляров и свойствами соприкасающихся фаз.

Существуют различные методы определения ОФП пород-коллекторов, одним из них является использование кривых капиллярного давления $P_{кап}=f(к_в)$. В основе этого метода лежит капиллярная модель Пурселла (Purcell, 1949):

$$\hat{e}_{ïð} = 0.05(\sigma\cos\theta)^2 \lambda \hat{e}_ï \int_0^1 \frac{d\hat{e}_â}{Ð^2_{êâàï}}, \qquad (1)$$

где $к_{пр}$ – проницаемость; θ − контактный угол; σ − поверхностное натяжение; $к_п$ – пористость; $P_{кап}$ – капиллярное давление; $к_в$ – водонасыщенность; λ − литологический множитель, учитывающий отличие капиллярной мо-

дели от структуры порового пространства реальных горных пород.

Выражение (1) может быть представлено для вычисления ОФП по смачивающей фазе (вода) в следующем виде (Li, Horne, 2002):

$$\kappa_{\text{прв}} = \frac{\int_0^{\kappa_в} \frac{d\kappa_в}{P_{кап}^2}}{\int_0^1 \frac{d\kappa_в}{P_{кап}^2}} . \qquad (2)$$

Разные авторы предполагают, что литологический коэффициент в выражении (1) в случае двухфазного потока зависит и от насыщенности. Так, Бурдайн считает, что этот коэффициент определяет меру извилистости поровых каналов, которая устанавливается в зависимости от насыщенности (Burdine, 1953).

Выражения для определения ОФП, полученные разными исследователями (Brooks, Corey, 1964; Burdine, 1953; Fatt, Dykstra, 1951; Kunze et al., 1968; Mualem, 1976 и др.) в основном сходны и имеют в основе уравнение Пурселля. Отличаются эти уравнения коэффициентом, отвечающим за приведение результатов вычислений по капиллярной модели к экспериментальным. Этот коэффициент представляется Бурдайном как эффективная насыщенность с различными значениями показателя степени. Величина, находящаяся в степени, как указывают, например, исследователи (Childs, Collis-George, 1950; Mualem, 1976), определяет извилистость и взаимосвязанность пор и устанавливается экспериментально. Анализ литературных источников (Mualem, 1976; Shuh, Cline, 1990 и др.) показывает, что этот коэффициент изменяется в пределах от -8.73 до 14.8.

В настоящей работе для проведения расчетов модель Бурдайна (Burdine, 1953) была модифицирована с использованием выражения коэффициента извилистости, представленного в работе (Пирсон, 1961). В этом случае формула для смачивающей фазы (вода) будет иметь вид:

$$\kappa_{\text{прв}} = \left(\frac{\kappa_в - \kappa_{\min}}{1 - \kappa_{\min}} \right)^{\frac{1}{\sqrt{\kappa_П^{m-1}}}} \frac{\int_0^{\kappa_в} \frac{d\kappa_в}{P_{кап}^2}}{\int_0^1 \frac{d\kappa_в}{P_{кап}^2}} , \qquad (3)$$

а для несмачивающей фазы (нефть) соответственно:

$$\kappa_{\text{прн}} = \left(\frac{1 - \kappa_в - \kappa_р}{1 - \kappa_{\min} - \kappa_р} \right)^{\frac{1}{\sqrt{\kappa_П^{m-1}}}} \frac{\int_{\kappa_в}^1 \frac{d\kappa_в}{P_{кап}^2}}{\int_0^1 \frac{d\kappa_в}{P_{кап}^2}} , \qquad (4)$$

здесь κ_{min} – остаточная водонасыщенность; $\kappa_р$ – остаточная нефтенасыщенность; m – структурный коэффициент.

Нами было проведено сравнение значений ОФП, рассчитанных по капиллярной модели (3) и (4), с моделью, представленной в работе (Пирсон, 1961) , которое показало относительно хорошую сходимость результатов для обеих фаз.

При уменьшении пластового давления в процессе разработки изменяющимися параметрами в (3) и (4) будут структурный коэффициент m, пористость и капиллярное давление. Как известно, капиллярное давление для единичного капилляра выражается формулой Лапласа, которая может быть преобразована для пористой среды, используя формулу Козени-Кармана (Kozeny, 1927). Тогда уравнение Лапласа для пористой среды будет иметь вид:

$$P_{кап} = \frac{2\sigma\cos(\theta)}{\sqrt{\frac{\kappa_{ПР} c}{\kappa_П}}} , \qquad (5)$$

здесь с – так называемая постоянная Кармана.

Рассматривая отношение текущего капиллярного давления ($Р_{кап}^{т}$) на начальный ($Р_{кап}^{н}$) и принимая физико-химические характеристики насыщающего флюида постоянными, а также используя выражения изменения проницаемости и пористости в зависимости от декремента пластового давления согласно работам (Алияров, 1996; Добрынин, 1970), получим выражение для изменения капиллярного давления в процессе разработки:

$$P_{кап}^T = P_{кап}^H \cdot e^{1.75\beta\Delta P_{пл}} \qquad (6)$$

где β − сжимаемость пор, определяемая экспериментально; $\Delta Р_{пл}$ – декремент пластового давления.

Как видно из формулы (6), капиллярное давление в пластах-коллекторах при эксплуатации залежей в естественном барическом режиме имеет тенденцию к увеличению. Однако влияние изменения $P_{кап}$ в процессе разработки на ОФП не отразится, так как изменение капиллярного давления по формуле (6) происходит на постоянную величину, не зависящую от насыщенности, как для фазовой, так и для абсолютной проницаемости.

Для расчетов нами были использованы кривые капиллярного давления в зависимости от насыщенности, заимствованные из (Амикс и др., 1962). Расчет ОФП проводился численным методом интегрирования по Симпсону функции $1/P^2_{кап}(к_в)$. Отметим, что для более точной оценки изменения ОФП необходимо капиллярное давление, полученное в лабораторных условиях, привести к пластовым условиям согласно методике, приведенной в работах (Rajayi, 2008; Shafer, Fate, 2007; Tarek, 2001). Отсутствие необходимых лабораторных исследований не дало нам возможности учесть влияние термобарических условий на капиллярное давление при проведении расчетов.

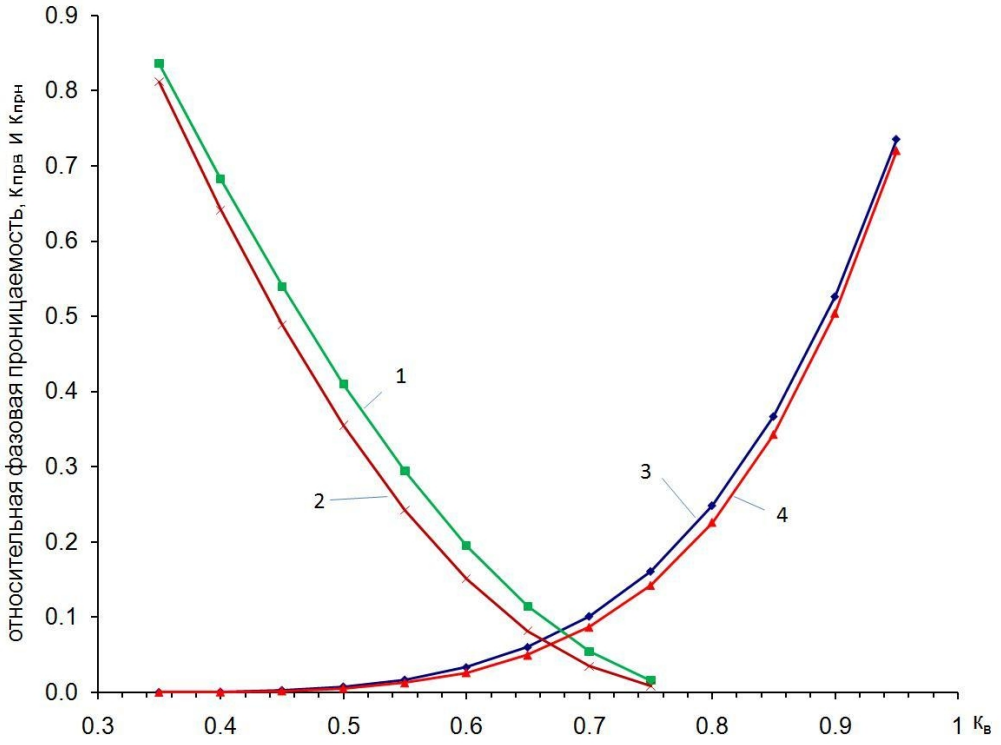
Значения структурного коэффициента m при проведении расчетов принимались в соответствии со значением этого коэффициента для месторождения Бахар с учетом влияния эффективного давления на основе экспериментальных исследований (Буряковский и др., 1986), согласно которым значение структурного коэффициента m при атмосферных условиях составляет 1,61, а при пластовых условиях, когда эффективное давление составляет 58 МПа, а температура равна 100 ^{0}C, значение m становится равным 1,79. Надо отметить, что для более точных расчетов следует использовать результаты экспериментальных исследований, проводимых по адекватной схеме (Абасов и др., 1997).

Учет изменения пористости в процессе разработки производился по формуле, приведенной в работах (Алияров, 1996; Добрынин, 1970; Ромм, 1985), в зависимости от декремента пластового давления.

Надо отметить, что характерной особенностью моделей ОФП, полученных на основе модели Пурселля, является то, что они довольно хорошо сходятся с экспериментальными результатами для смачивающей фазы, но эти же модели для несмачивающей фазы часто показывают неудовлетворительные результаты. Это объясняется необходимостью проведения специальных сложных экспериментальных исследований с целью учета влияния на ОФП таких параметров, как извилистость поровых каналов, взаимосвязанность пор пород и смачиваемость поверхности порового пространства.

На рисунке, где представлены вычисленные по нашим моделям кривые ОФП, показано уменьшение относительных проницаемостей с ростом эффективного давления. В интервале водонасыщенности от 0,35 до 0,75 уменьшение ОФП для нефти в среднем составляет 20,5 % относительно начальных значений, а для воды – 26% соответственно. Относительная проницаемость для нефти изменяется большими темпами с увеличением водонасыщенности, хотя на рисунке 1 это изменение остается незаметным из-за малости самих значений относительных проницаемости в этой области. На наш взгляд, такая закономерность изменения ОФП нефти отражает реальные процессы. Так, в пластах-коллекторах с высокой водонасыщенностью при изменении пористости, структуры порового пространства и других показателей при падении пластового давления проницаемость для нефти уменьшится в большей степени, чем для того же пласта, но с большей нефтенасыщенностью. Это происходит за счет нарушения сплошности нефтяных каналов в поровом пространстве в результате этих процессов.

Расчеты ОФП для смачивающей фазы по модели (3) показывают, что относительное изменение ОФП происходит большими темпами в области низких значений водонасыщенности, что на рисунке не отмечается из-за небольших значений начальных относительных проницаемостей в этой зоне. На наш взгляд, такое развитие процессов в области низких значений насыщенности, где капиллярное давление высокое, можно объяснить следующим. Имеющаяся вода в поровом пространстве в процессе изменения коллекторских свойств пород и структуры порового пространства при увеличении эффективного давления будет занимать все большую область в зонах контактов, пор малого диаметра и микротрещин.



Кривые ОФП, полученные по формулам (3) и (4) при изменении давления. Здесь кривые 1 и 2 – $к_{прн}$ соответственно в начальный и текущий периоды разработки; 3 и 4 – $к_{прв}$ в те же периоды разработки

Тот факт, что относительное изменение ОФП для воды выше, чем для нефти опять таки является следствием того, что вода как смачивающая фаза занимает вновь образующиеся микротрещины и области низких значений пористостей, оставляя для нефти более крупные поры. В реальных условиях это процесс очень сложный, так как на него влияет много параметров, не нашедших место в наших простых моделях. Результаты расчетов по модели (4) показывают, что для несмачивающей фазы относительная проницаемость в сравнении со смачивающей фазой изменяется в меньшей степени. Это в свою очередь показывает, что связанность каналов нефти все еще сохраняется на данном этапе процесса увеличения эффективного давления.

Таким образом, полученная аналитическая модель позволяет более обоснованно определять значения ОФП за счет включенных в нее параметров, учитывающих влияние изменения эффективного давления на пористость и структуру порового пространства пород-коллекторов. Данная модель позволяет проводить оценку изменения ОФП в процессе разработки месторождений нефти в естественном барическом режиме.

На наш взгляд, необходимо проведение специальных экспериментальных исследований для определения структурных коэффициентов в формулах (3) и (4) для исследуемого региона, что позволит точнее описывать кривые ОФП.

Вывод:

На основании теоретического анализа получена аналитическая модель, описывающая связь между ОФП и петрофизическими параметрами пластов-коллекторов, которая в свою очередь дает возможность более обоснованно ориентироваться в прогнозных оценках ОФП на поздних стадиях разработки залежей.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., ДЖЕВАНШИР, Р.Д., ИМАНОВ, А.А., ДЖАЛАЛОВ, Г.И. 1997. О влиянии пластового давления на изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов в процессе разработки месторождений нефти и газа. *Геология нефти и газа*, 5.

АЛИЯРОВ, Р.Ю. 1996. Научные основы и методы изучения природных резервуаров нефти и газа в Южно-Каспийской впадине по данным геофизических исследований скважин. Дис.на соиск.уч.степ.доктора геол.-мин.наук, Баку.

АМИКС, Д., БАСС, Д., УАЙТИНГ, Р. 1962. Физика нефтяного пласта. Гостоптехиздат. Москва.

БУРЯКОВСКИЙ, Л.А. и др. 1986. Альбом петрофизических связей для разреза ПТ Апшеронской нефтегазоносной области и прилегающих акваторий Каспийского моря. Баку. 43-46.

ДОБРЫНИН, В.М. 1970. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. Недра. Москва.

ПИРСОН, Д.С. 1961.Учение о нефтяном пласте. Гостоптехиздат. Москва.

РОММ, Е.С. 1985. Структурные модели порового пространства горных пород. Недра. Ленинград. 239.

BROOKS, R.H., COREY, A.T. 1964. Hydraulic properties of porous media. *Colorado State University Hydrology Paper*, Fort Collins, 3, 27.

BURDINE, N.T. 1953. Relative permeability calculations from pore size distribution data. *Transactions of American Institute of Mining Engineers*, 71-78.

CHILDS, E.C., COLLIS-GEORGE, G. N. 1950. The permeability of porous materials. *Proceedings of the Royal Society of London*, A, 201, 392-405.

FATT, I., DYKSTRA, H., 1951. Relative permeability studies. *Transactions of American Institute of Mining Engineers*, 249.

KOZENY, I. 1927. Uber kapillare Leitung des Wassers im Boden, Sitzberg. *Akad. Wiss. Wien, Math-naturw. kl*., 136-2A,

KUNZE. R.J., UEHARA. G., GRAHAM. K. 1968. Factors important in the calculation of hydraulic conductivity. Soil Science Society of America Proceedings, 32, 760- 765.

LI, K., HORNE, R. N. 2002. Calculation of steam-water relative permeability using capillary pressure data. *Twenty-seventh workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California.

MUALEM, Y. 1976. A new model for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated porous media. *Water Resource Research*, 12(3), 513-521.

PURCELL, W.R. 1949. Capillary pressure, their measurement using mercury and the calculation of permeability thereof. *Petrol. Trans. Am. Inst. Min. Metallurg. Eng.,* 186, 39-48.

RAJAYI, M. 2008. Effect of temperature and pressure on contact angle of quartz-water-bitumen system. *International Symposium of the Society of Core Analysis*, Abu Dhabi, 29 Oct - 2 Nov., 6.

SCHUH, W.M., CLINE, R.L. 1990. Effect of soil properties on unsaturated hydraulic conductivity pore-interaction factors. *Soil Sci. Soc.Am. J.,* 54, 1509.

SHAFER J., FATE T. 2007.Coring and core analysis: challenges of offshore ultra deep water reservoirs. International Symposium of the Society of Core Analysts, Calgary, Canada, 10-12 September.

TAREK, A. 2001. Reservoir engineering handbook. Gulf Professional Publishing. 1186.

© М.Т.Абасов, Р.А.Мусаев, А.И.Асадов, Р.Г.Аллахвердиева, 2010

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА ПОРИСТОЙ СРЕДЫ НА НЕКОТОРЫЕ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТА

М.Т.Абасов, Р.А.Мусаев, А.И.Асадов, Р.Г.Аллахвердиева

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В статье экспериментально рассмотрено влияние минерального состава породы на электропроводность, параметры пористости и насыщения пласта. Для опытов были подобраны породы с различными фракционным и минеральным составами. Корпус модели пласта был изготовлен из органического стекла в виде трубки, в которую на входе и выходе вмонтированы электроды из нержавеющей стали. Установлено, что наличие глинистых и карбонатных пород в скелете пористой среды существенно влияет на электрофизические параметры модели пласта.

Важнейшей задачей, стоящей в настоящее время перед нефтяной промышленностью Азербайджана, является увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) из истощенных или разработанных с применением заводнения месторождений, которые содержат значительные количества остаточной нефти. Подавляющая часть таких месторождений приурочена к коллекторам низкой проницаемости, характеризующимся сложным строением продуктивных пластов, значительными размерами водонефтяных зон и повышенной вязкостью нефти. К подобной категории пластов относится и содержащая большие запасы неизвлеченной нефти кирмакинская свита (КС) – один из основных объектов разработки продуктивной толщи Абшеронского полуострова. В таких трудноизвлекаемых условиях внедрение гидродинамических и физико-химических методов воздействия на пласт в большинстве случаев оказывается малоэффективным или же неэффективным. В связи с этим в ряде работ отмечается, что в сложных геолого-физических условиях практически отсутствует фактор напорной фильтрации, подчеркивается доминирование диффузионно-осмотического (Симкин, 1979) и электрокинетического (Большаков, 1995) факторов при протекании жидкости.

Многочисленными исследованиями установлено, что при воздействии на нефтяной пласт магнитным, акустическим и волновыми полями возможно изменить пористость и проницаемость коллекторов, физические свойства пластовых флюидов и повлиять на условия фильтрации жидкостей в пористой среде.

В теоретическом аспекте влияние электрического поля на изменение проводимости среды и дебита добывающих скважин рассмотрено в работах (Мирзаджанзаде и др., 1982; Ростовский, Селяков, 1989; Абрукин, 1994).

Экспериментально установлено, что наличие внешнего электрического поля оказывает существенное влияние на физико-химические показатели воды (Абасов и др., 2006), адсорбцию и десорбцию химических продуктов (Абасов и др., 2008) и коэффициент вытеснения нефти водой (Абасов и др., 2009).

Исходя из изложенного, определенный интерес представляет изучение влияния минерального состава породы на электропроводность, параметры пористости и насыщения пласта.

С этой целью была сконструирована специальная экспериментальная установка, позволяющая производить измерения напряжения и сила тока с помощью универсального источника питания УИП-2. Корпус модели пласта был изготовлен из органического стекла в виде трубки, в которую на входе и выходе вмонтированы электроды из нержавеющей стали.

Для опытов были подобраны породы с различными фракционным и минеральным составами (см. таблицу 1).

Как видно из таблицы 1, подобранные породы сильно отличаются друг от друга по фракционному и минеральному составу. Песок из абшеронского яруса характеризуется высо-

ким содержанием карбонатных пород (35,5%), а содержание глинистых частиц составляет примерно 15%. Пористость и проницаемость пористой среды, составленной из этого песка, составляет соответственно 30-32% и 1,73 мкм^2. В отличие от песка абшеронского яруса, песок кирмакинской свиты содержит до 27,5% глинистой фракции при карбонатности не более 12,7%. Имеющиеся в составе песка КС фракции меньших размеров (до 60%) уменьшают его проницаемость по воздуху до 0,15 мкм^2. Для сопоставления опыты проводились также на кварцевом песке.

Предварительно было определено влияние концентрации хлористого натрия на электропроводность дистиллированной воды.

Методика проведения опытов заключается в следующем: через колонку, заполненную дистиллированной водой или же растворами хлористого натрия, пропускается постоянный электрический ток с напряжением (U) 10 вольт и определяется сила тока (I), после чего по закону Ома подсчитывается сопротивление (R) раствора:

$$R = \frac{U}{I} \quad (1)$$

Удельное электрическое сопротивление определялось по формуле:

$$r = \frac{RF}{L} \quad (2)$$

где F и L − соответственно площадь поперечного сечения и длина колонки.

Отметим, что удельная электропроводность представляет собой величину, обратную удельному электрическому сопротивлению, и определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{1}{r} \quad (3)$$

Как известно, дистиллированная вода практически не обладает электропроводностью, однако за счет растворения в ней хлористого натрия, полученные растворы становятся хорошими проводниками электрического тока (табл.2).

Таблица 1

Характеристики пород

Породы	Фракционный состав, %						Глинистость, %	Карбонатность, %	Плотность, кг/м^3	Пористость, %	Проницаемость, мкм^2
	>0,5	0,5-0,25	0,25-0,15	0,15-0,1	0,1-0,075	<0,075					
Кварцевый песок	-	7,65	74,00	17,80	1,73	0,20	-	-	2620	32-33	1,16
Порода кирмакинской свиты (КС)	-	8,00	29,90	50,60	9,50	1,90	27,5	12,7	2650	30-31	0,15
Порода абшеронского яруса	5,24	50,80	27,90	11,60	2,60	1,80	15,3	35,5	2670	30-32	1,73

Таблица 2

Удельная электропроводность раствора в зависимости от концентрации хлористого натрия

Концентрация NaCl в дистиллированной воде, %	0	5	8	10	12	14
Удельная электро-проводность 10^{-2}Ом$^{-1}$•см$^{-1}$	0,6	9,2	14,5	16,0	19,2	19,8

Затем экспериментальная колонка заполнялась исследуемой породой, насыщалась дистиллированной водой или же растворами хлористого натрия с целью определения влияния минерального состава скелета пористой среды на электропроводность.

Данные, представленные на рисунке 1, показывают, что при проведении опытов с использованием кварцевого песка (кривая 1) зависимость электропроводности водонасыщенной породы от электропроводимости воды имеет линейный характер. В случае, когда в скелете пористой среды присутствуют глинистые и карбонатные минералы, кривые зависимости (кривые 2-5) пересекаются с осью ординат. Из этого следует, что присутствие частиц различных минералов и глины приводит к уменьшению электропроводности породы по сравнению с чистым кварцевым песком. Так, например, при электропроводимости воды, насыщающей пористую среду, в $15{,}0\cdot10^{-2}$ Ом$^{-1}$·см$^{-1}$ электропроводность пористой среды, составленной из чистого кварцевого песка, равна $3{,}7\cdot10^{-2}$ Ом$^{-1}$·см$^{-1}$, в то же время этот показатель для пород продуктивной толщи Абшерона составляет примерно $2{,}4\cdot10^{-2}$ Ом$^{-1}$·см$^{-1}$, т.е. показатель уменьшается на $1{,}0\cdot10^{-2}$ Ом$^{-1}$·см$^{-1}$. При этом чем выше электропроводность насыщающей пористую среду воды, тем больше разница между электропроводностями кварцевого песка и пород кирмакинской свиты и абшеронского яруса.

При использовании в опытах чистого кварцевого песка пористая среда, общие и эффективные поровые каналы которой насыщены водой и гидродинамически связаны между собой, обладает более высокой электропроводностью, чем при использовании горных пород.

Отметим, что на электропроводность определенное влияние оказывает смачиваемость породы и распределение в пористой среде воды. Вода в поровых каналах пористой среды может находиться в связанном и несвязанном свободном состояниях.

Из анализа кривых зависимостей, представленных на рис.1, также видно, что электропроводность горных пород продуктивной толщи Абшерона, содержащих в своем составе определенное количество различного типа глин и карбонатных пород больше (кривые 2,3), чем кварцевого песка, содержащего 10 и 30% монтмориллонитовой глины. Присутствующие в составе кварцевого песка глинистые частицы при наличии жидкости составляют весьма сложную электрическую систему, состоящую из положительно и отрицательно заряженных частиц. Положительно заряженными в глине оказываются металлические ионы K^+, Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}. Отрицательный заряд несут собственно глинистые частицы. Поэтому при пропускании электрического тока через насыщенную жидкостью породу, содержащую глинистые частицы, происходят обмен ионами между глинистыми частицами и раствором хлористого натрия, адсорбционные процессы и электрофорез, оказывающие существенное влияние на электропроводность пористой среды. При этом чем ниже электропроводность воды, тем ниже электропроводность породы, т.е. электропроводность пористой среды повышается с увеличением концентрации хлористого натрия в воде.

Эксперименты показали, что удельная электропроводность породы при заданном значении проводимости воды больше в чистых кварцевых песках, а самая наименьшая – в пористой среде, которая составлена из 30% мон-

томориллонитовой глины и 70% кварцевого песка. Отсюда можно прийти к выводу, что присутствие глины в породе закупоривает некоторые поровые капилляры, через которые проходит электрический ток, и в результате ухудшается электропроводность пористой среды. Указанный фактор имеет большое значение при выборе оптимального напряжения тока при воздействии на пласт электрическими полями.

Как известно, одним из основных физических параметров горных пород является их относительное сопротивление, т.е. параметр пористости ($P_П$).

В связи с этим полученные в опытах экспериментальные данные обработаны, следуя из зависимости параметра пористости ($P_П$) от удельного электрического сопротивления воды ($r_В$) (рис.2). При этом отметим, что параметр пористости определяется по формуле:

$$P_{\ddot{I}} = \frac{r_{\ddot{I}\hat{A}}}{r_{\hat{A}}} \qquad (4)$$

где, $r_{ПВ}$ – удельное сопротивление породы, насыщенной водой, имеющей удельное сопротивление $r_В$.

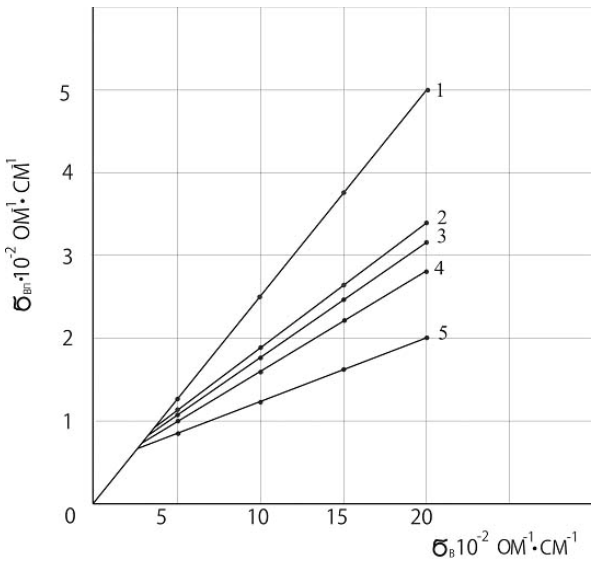


Рис. 1. Зависимость изменения удельной электропроводности породы от ее минерального состава и электропроводимости насыщающей воды
Породы: кварцевый песок (1); порода кирмакинской свиты (2); порода Абшеронского яруса (3); кварцевый песок соответственно с добавкой 10 % (4) и 30 % (5) глины

Из этой зависимости видно, что изменение параметра пористости зависит от состава пород. Так, например, в случае, когда пористой средой служил чистый кварцевый песок (кривая 1), с увеличением удельного сопротивления воды параметр пористости оставался постоянным, а когда пористая среда состояла из кварцевого песка и соответственно 10 и 30% монтомориллонитовой глины (кривая 4,5), с увеличением $r_В$ параметр пористости увеличивался. Когда пористая среда создана из породы кирмакинской свиты (кривая 2) с увеличением $r_В$ до определенных значений, параметр пористости практически не меняется, а в дальнейшем уменьшается. По-видимому, это объясняется возрастанием в этих условиях толщины диффузионного слоя. Аналогичная закономерность наблюдается в случае, когда пористая среда состоит из пород абшеронского яруса (кривая 3). Однако при больших значениях удельного сопротивления воды параметр пористости больше, чем в случае пород кирмакинской свиты. Как видно из этих кривых, когда пористая среда состоит из пород, которые неоднородны по минеральному составу, параметр пористости при малых значениях удельного сопротивления воды, т.е. при низких значениях минерализации раствора изменяется незначительно, а при больших значениях $r_В$ минеральный состав породы сильно влияет на параметр пористости. Поэтому при разработке нефтяных месторождений, в частности при воздействии электрическими полями, необходимо учитывать минеральный состав породы.

Как известно, для рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений необходимо иметь точные сведения о водонефте- и газонасыщенности порового пространства породы. В связи с этим основным понятием при рассмотрении электрических свойств водонефтенасыщенных пористых пород является понятие о параметре насыщения ($P_Н$), который определяется следующим уравнением:

$$P_Н = \frac{r_{ВНП}}{r_{ПВ}} \qquad (5)$$

где $r_{ВНП}$ – удельное сопротивление водонефтенасыщенной породы, $r_{ПВ}$ – удельное сопротивление породы, насыщенной водой.

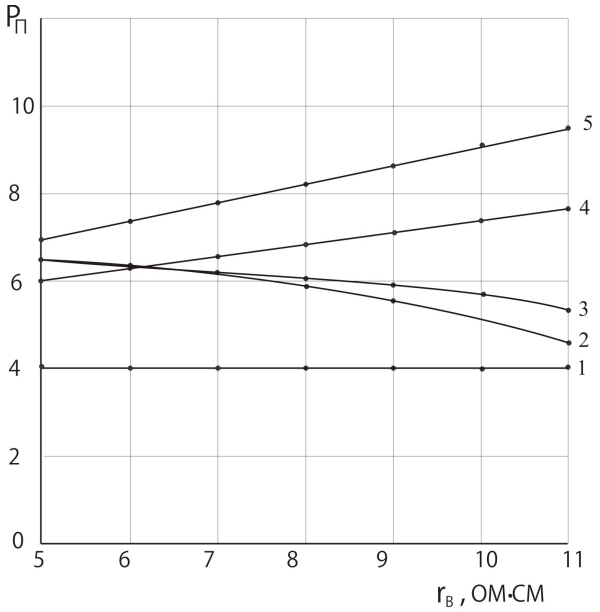


Рис. 2. Зависимость изменения параметра пористости от минерального состава породы и удельного электрического сопротивления насыщающей ее воды.
Породы: кварцевый песок(1); порода кирмакинской свиты (2); порода Абшеронского яруса (3); кварцевый песок соответственно с добавкой 10 % (4) и 30 % (5) глины.

С целью исследования влияния минерального состава породы на параметр насыщения были проведены эксперименты на различных по составу пористых средах (см. таблицу 1). В качестве жидкости использовалась пластовая вода и нефть, взятая из кирмакинской свиты, имеющие удельное электрическое сопротивление соответственно 40 Ом·см и $13 \cdot 10^{12}$Ом·см.

В опытах водонефтенасыщенность создавалась путем вытеснения воды из пористых сред нефтью кирмакинской свиты, при различных значениях водонефтенасыщенности пласта определялась сила тока, а по формуле (1,2) подсчитывалось удельное электрическое сопротивление модели пласта. После этого по формуле (5) определялись параметры насыщения.

Результаты экспериментальных исследований обработаны в виде зависимости параметра насыщения от водонасыщенности пласта и представлены в виде кривых на рис.3. Как видно из кривых, независимо от состава пористой среды с увеличением водонасыщенности пористых сред параметр насыщения уменьшается. Необходимо также отметить, что при одинаковых условиях, т.е. при одинаковой водонасыщенности минеральный состав пористых сред существенно влияет на параметр насыщения пласта. Представленные на рис.3 данные показывают, что параметр насыщения при заданном значении водонасыщенности наибольший у кварцевого песка (кривая 1), а наименьший – у пород кирмакинской свиты (кривая 4). Отсюда следует, что в гидрофильных породах (кривая 1,2) параметр насыщения больше, чем в частично гидрофобных (кривая 3,4). Это различие значений параметра насыщения для одних и тех же значений насыщенности для разных по составу пород, по-видимому, связано с неидентичным, т.е. разным распределением нефти и воды в порах модели пласта.

Результаты изложенных экспериментальных исследований указывают на существенное влияние минерального состава пород на их электропроводность, параметр пористости и параметр насыщения.

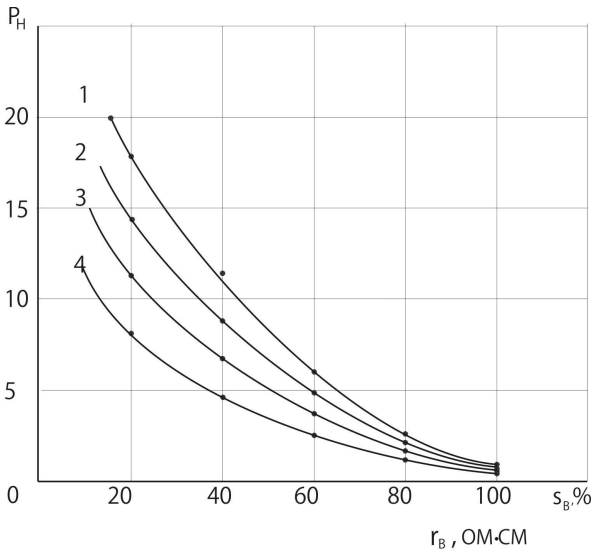


Рис. 3. Зависимость изменения параметра насыщения от минерального состава породы и водонасыщенности пористой среды.
Породы: кварцевый песок (1); кварцевый песок с добавкой 10 % глины (2),
Порода абшеронского яруса (3); порода кирмакинской свиты(4)

Выводы:

1. Экспериментально установлено влияние концентрации насыщающего пористую среду водного электролита, а также степеней глини-

стости и карбонатности на электропроводность модели пласта.

2. Установлено, что при неоднородности породы на значение параметра пористости существенное влияние оказывают минеральный состав породы и концентрация водного электролита.

3. Выявлено, что минеральный состав пористой среды существенно влияет на параметр насыщения пласта; в гидрофильных породах этот параметр больше, чем в частично гидрофобных.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., МУСАЕВ, Р.А., АСАДОВ, А.И., АЛЛАХВЕРДИЕВА, Р.Г. 2006. Исследование влияния электрического поля на повышение эффективности извлечения нефти из сильноглинистых пластов., *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 2 , 75-79.

АБАСОВ, М.Т., МУСАЕВ, Р.А., АСАДОВ, А.И., АЛЛАХВЕРДИЕВА, Р.Г. 2008. Исследование влияния электрического поля на адсорбцию и десорбцию водорастворимых поверхностно-активных веществ. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 2 , 97-104.

АБАСОВ, М.Т., МУСАЕВ, Р.А., АСАДОВ, А.И., АЛЛАХВЕРДИЕВА, Р.Г. 2009. Исследование влияния электрического поля на механизм вытеснения нефти водой. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 3, 27- 31.

АБРУКИН, А.Л. 1994. Влияние электрофизических процессов в нефтяных пластах на коэффициенты продуктивности скважин. *Нефтяное хозяйство*, 6, 41-45.

БОЛЬШАКОВ, Ю.Я. 1995. Теория капиллярности нефтегазонакопления. Изд. СО РАН. Новосибирск, 220.

МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., СИМКИН, Э.М., ГЛАЗУНОВА, А.В. 1982. Экспериментальное исследование потенциалов фильтрации в модельных углеводородных жидкостях. *Известия вузов. Нефть и Газ*, 10, 53-55.

РОСТОВСКИЙ, Н.С., СЕЛЯКОВ, В.П. 1989. Изменение дебита скважины при пропускании через нее электрического тока. *Физико-техн. проблемы разработки полезных ископаемых*, 5, 114-118.

СИМКИН, Э.М. 1979. Роль электрокинетических явлений в процессах фильтрации. *Нефтяное хозяйство*, 3, 53-56.

© А.С.Стреков, Ф.М.Агамалиева, Г.М.Эфендиев, 2010

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ПОЛИАКРИЛАМИДА, КАРБОКСИМЕТИЛЦЕЛЛЮЛОЗЫ И ТИПА РАСТВОРИТЕЛЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А.С.Стреков, Ф.М.Агамалиева, Г.М.Эфендиев

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В работе установлено, что исследуемые полимерные буровые растворы независимо от концентраций полиакриламида, карбоксиметилцеллюлозы и типа растворителя проявляют псевдопластический характер течения. Реологические характеристики полимерных буровых растворов на основе полиакриламида и карбоксиметилцеллюлозы, приготовленных на пресной воде, в большей степени зависят от концентрации полиакриламида в растворе, чем от концентрации карбоксиметилцеллюлозы. При приготовлении буровых растворов на основе полиакриламида, карбоксиметилцеллюлозы в смеси ацеталя и пресной воды их реологические характеристики в большей степени зависят от концентрации карбоксиметилцеллюлозы.

Опыт бурения скважин показал, что одними из основных недостатков применяемых буровых глинистых растворов являются слабые смазочные, ингибирующие свойства и большое содержание твердой фазы, нерегулируемая статическая и динамическая фильтрация дисперсионной фазы.

С целью улучшения качества буровых растворов в последние годы широко используются добавки полимеров в буровые глинистые растворы, полимерные буровые растворы, в которых полимер является компонентом, позволяющим регулировать технологические параметры вышеуказанных буровых растворов в зависимости от фильтрационно-емкостных параметров разбуриваемых пород.

Многообразие геолого-физических условий бурения и вскрытия продуктивных пластов вызывает необходимость разработки различных рецептур полимерных буровых растворов с регулируемыми свойствами. С этой целью буровой глинистый раствор, полимерный буровой раствор готовятся на полимерах, каждый из которых способствует флокуляции частиц разбуриваемой породы, уменьшению степени дисперсности глин, снижению гидравлических сопротивлений при турбулентном режиме течения, повышению устойчивости пород, слагающих стенки скважин. В качестве таких добавок широко используются полимеры: полиакриламид (ПАА) и карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). При соединении ПАА и КМЦ образуется полимерная структура, обладающая синергетически увеличенной вязкостью и высокими флокулирующими свойствами по отношению к глинистой породе (Шарипов, 1995), в которой ПАА регулирует вязкостные, флокулирующие, смазывающие свойства и увеличивает устойчивость пород, слагающих стенки скважин, а КМЦ является эффективным стабилизатором свойств полученного раствора. В работе (Шарипов, 1995) исследована динамическая вязкость полимерных систем при различных концентрациях компонентов ПАА, КМЦ и др. Однако в отмеченной работе не исследовано влияние концентрации ПАА и КМЦ, а также свойств используемой при приготовлении бурового раствора жидкости на реологические характеристики получаемой полимерной композиции. В то же время реологические характеристики являются важным свойством, по которому можно судить о бурении скважин с применением растворов с заданными технологическими параметрами и эффективности выноса обломков разбуренной породы буровым раствором.

С этой целью в работе исследованы реологические характеристики полимерной композиции на основе ПАА и КМЦ в зависи-

мости от их концентрации, а также свойств используемой при приготовлении полимерной композиции на основе пресной воды и смеси пресной воды и ацеталя.

Ацеталь – органическое соединение состава $C_6H_{14}O_2$. Все ацетали представляют собой жидкости с ароматическим запахом, не разлагающиеся водой или щелочами. Использование ацеталя для приготовления полимерного бурового раствора основывается на том, что он является селективным специфичным органическим растворителем полимерных реагентов.

Реологические характеристики полимерной композиции были исследованы на ротационном вискозиметре FANN. Исследования на данном вискозиметре были проведены в диапазоне скоростей сдвига 5,1-1021 $с^{-1}$ и при температуре 21^0С. В первой серии экспериментов полимерный буровой раствор готовился при концентрациях ПАА и КМЦ соответственно 0,05 – 0,25 и 0,5 – 2,5 % на пресной воде, во второй серии он готовился при концентрациях ПАА и КМЦ соответственно 0,1 и 0,5 – 2,5 %, а в качестве растворителя использовался ацеталь и пресная вода в соотношении 60:40.

Экспериментальные данные как первой, так и второй серии были обработаны согласно степенному закону (Рейнер, 1965):

$$\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n, \qquad (1)$$

где τ – напряжение сдвига, Па; k – коэффициент консистентности, Па·$с^n$; $\dot{\gamma}$ – градиент скорости сдвига, $с^{-1}$; n – показатель течения раствора.

Результаты обработки первой серии экспериментов сведены в таблицы 1, 2.

Как видно из таблиц 1, 2, независимо от концентрации ПАА и КМЦ полимерные композиции ведут себя как псевдопластические жидкости (n <1). Из табл.1, 2 также видно, что с увеличением концентрации ПАА для каждой постоянной концентрации КМЦ или концентрации КМЦ для каждой постоянной концентрации ПАА коэффициент консистенции растет, причем более заметнее в первом случае, чем во втором, а показатель течения раствора уменьшается более заметнее во втором случае, чем в первом.

Экспериментальные данные, приведенные в табл. 1,2, были обработаны по формуле (Уилкинсон, 1964):

$$\mu_k = k \cdot \dot{\gamma}^{n-1}, \qquad (2)$$

где μ_k – кажущаяся вязкость, мПа·с.

Выявлено, что с увеличением скорости сдвига с 5,1 до 1021 $с^{-1}$ значения кажущейся вязкости полимерной композиции существенно снижаются (ср.*1,2,3* с *1,2,3* на рис. 1,2 *а, б*). Причем значения кажущейся вязкости полимерной композиции более существенно зависят от концентрации ПАА, чем от концентрации КМЦ (ср. рис.1 с рис. 2).

Результаты второй серии экспериментов, обработанных согласно степенному закону (1), приведены в таблице 3.

Как видно из таблицы 3, и в данном случае независимо от типа растворителя и концентрации ПАА и КМЦ полимерные композиции ведут себя как псевдопластические жидкости (n <1). Из табл. 3 также видно, что с увеличением концентрации КМЦ при постоянной концентрации ПАА независимо от типа растворителя коэффициент консистенции растет, а показатель течения уменьшается. Причем коэффициент консистенции при приготовлении полимерной композиции на пресной воде при всех концентрациях КМЦ выше, чем на смеси ацеталя и пресной воды, а показатель течения – ниже.

Результаты второй серии экспериментов, приведенные в таблице 3, были обработаны согласно формуле (2) и представлены на рис 3.

Как видно из рис.3, и в данном случае кажущаяся вязкость полимерной композиции независимо от типа растворителя снижается с увеличением скорости сдвига (ср. значения кажущейся вязкости при скорости сдвига 1021 $с^{-1}$ (1,2) со значениями кажущейся вязкости при скорости сдвига 5 $с^{-1}$ (3,4)). Кажущаяся вязкость полимерной композиции, приготовленной на пресной воде, при всех концентрациях КМЦ в композиции выше, чем вязкость полимерной композиции, приготовленной на смеси ацеталя и пресной воды (ср. 1 и 2,3 и 4).

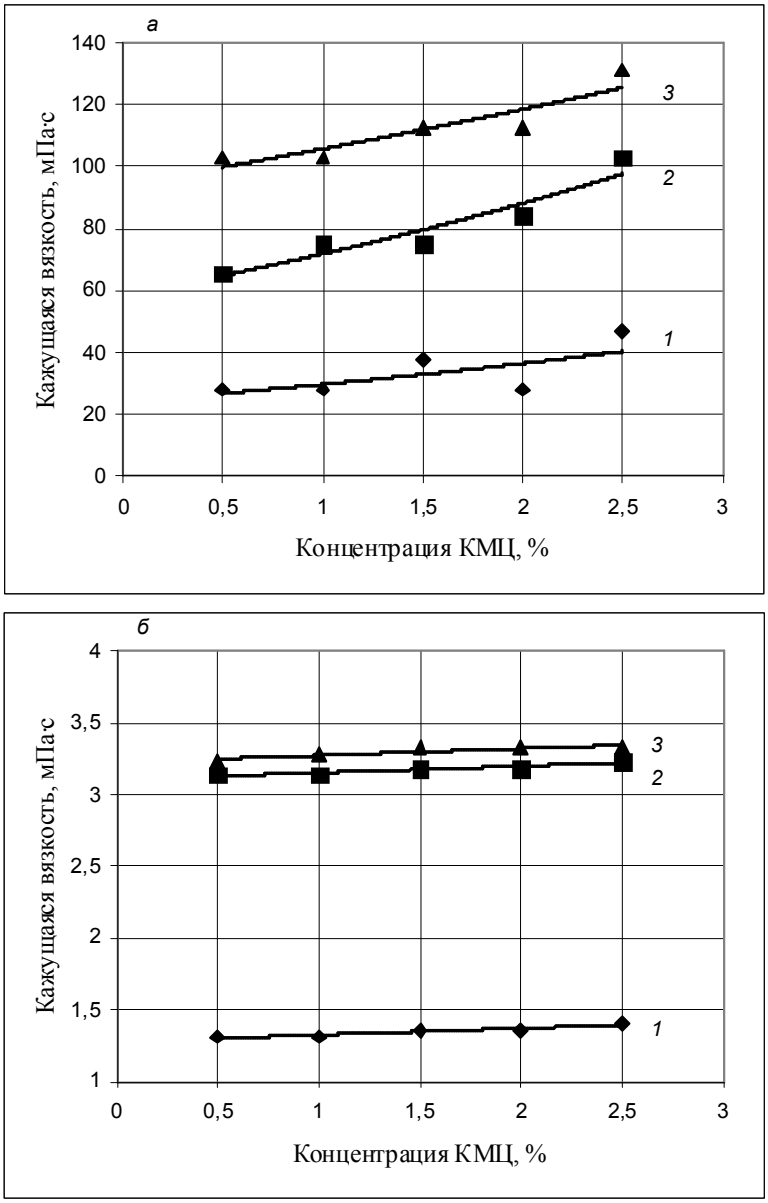


Рис. 1. Зависимость кажущейся вязкости полимерной композиции ПАА и КМЦ от концентрации КМЦ
а, б – соответственно при скорости сдвига 5,1; 1021 $с^{-1}$
1,2 и *3* – концентрация ПАА соответственно 0,05; 0,15 и 0,25 %

Полученные зависимости реологических характеристик полимерных буровых растворов от концентрации ПАА и КМЦ, а также типа растворителя можно объяснить следующими причинами. При приготовлении полимерного бурового раствора на пресной воде, ПАА и КМЦ образуется агрегативно-неустойчивая система. В связи с тем, что ПАА лучше растворяется в воде, КМЦ находится в системе в более агломерированном состоянии и реологические характеристики полимерного бурового раствора в большей степени зависят от концентрации ПАА, чем КМЦ. Если же полимерный буровой раствор готовится на смеси ацеталя и пресной воды, то в данном случае в связи с тем, что КМЦ лучше растворяется в ацетале, чем ПАА происходит уменьшение дисперсности частиц КМЦ и образуется более агрегативно-устойчивая дисперсная система, свойства которой уже в большей степени определяются концентрацией КМЦ. В

результате изменения свойств КМЦ из-за его лучшего растворения в ацетале происходит уменьшение вязкости бурового раствора по сравнению с вязкостью раствора, приготовленного на пресной воде при тех же концентрациях ПАА и КМЦ.

Таким образом, изучение реологических характеристик полимерных буровых растворов на основе ПАА и КМЦ при различных растворителях показало, что данные полимерные растворы при всех рассмотренных концентрациях ПАА и КМЦ и растворителей проявляют псевдопластические свойства. Реологические характеристики буровых растворов на основе ПАА, КМЦ и пресной воды в большей степени зависят от концентрации ПАА в растворе, чем от концентрации КМЦ. В случае приготовления буровых растворов на основе ПАА, КМЦ в смеси ацеталя и пресной воды их реологические характеристики в большей степени зависят от концентрации КМЦ.

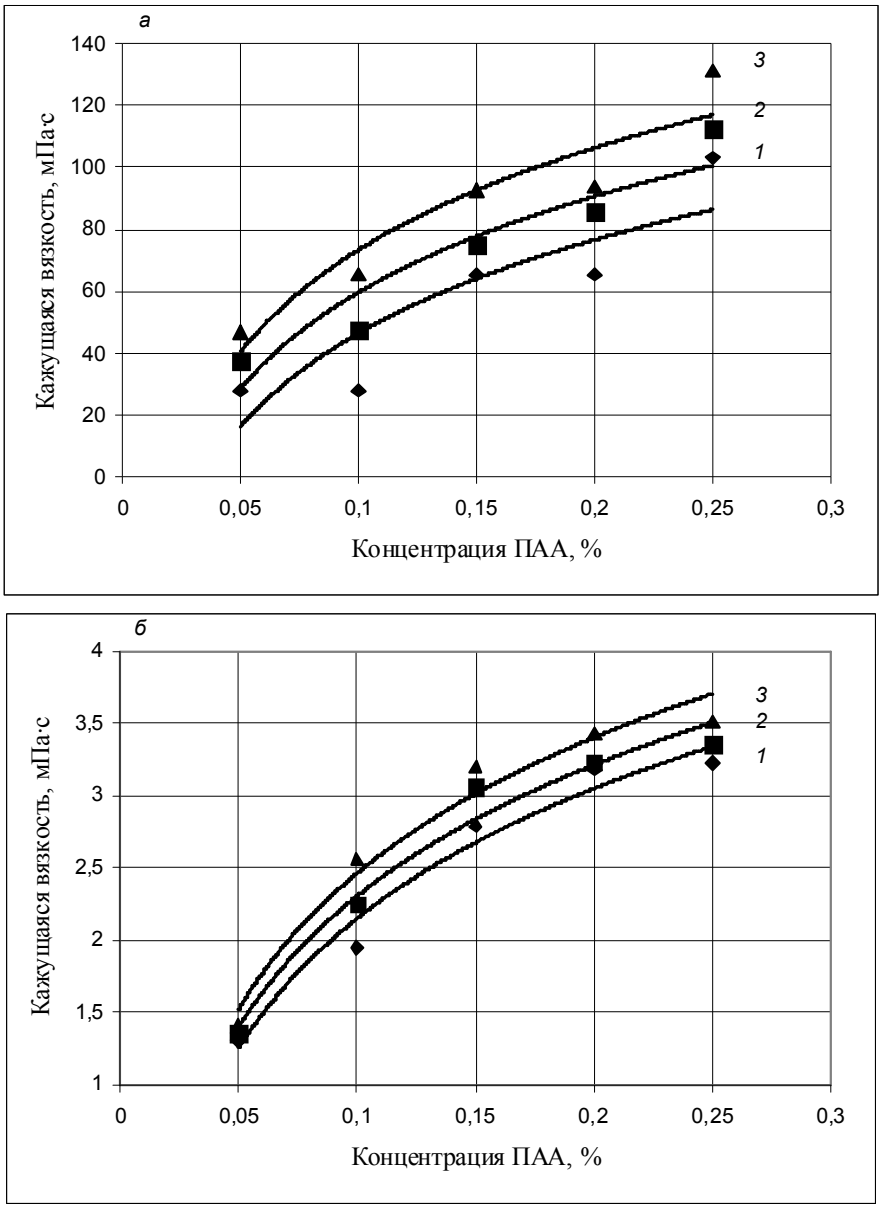


Рис. 2. Зависимость кажущейся вязкости полимерной композиции ПАА и КМЦ от концентрации ПАА
а, б – соответственно при скорости сдвига 5,1; 1021 $с^{-1}$
1,2 и *3* – концентрация КМЦ соответственно 0,5; 1,5 и 2,5 %

Таблица 3

Зависимость реологических констант растворов полимерной композиции от концентрации ПАА 0,1 % и КМЦ 0,5-2,5 %, приготовленных на пресной воде, ацеталь + пресная вода в соотношении 60:40

Тип растворителя	Реологические константы	Концентрация полимера				
		ПАА				
		0,1				
		КМЦ				
		0,5	1	1,5	2	2,5
Вода	*k*	0,497	0,7419	1,0315	1,3228	1,6493
	n	0,4078	0,4168	0,3979	0,403	0,391
Вода+ ацеталь	*k*	0,2489	0,6084	0,8507	1,1887	1,4148
	n	0,5943	0,4724	0,4314	0,4068	0,3945

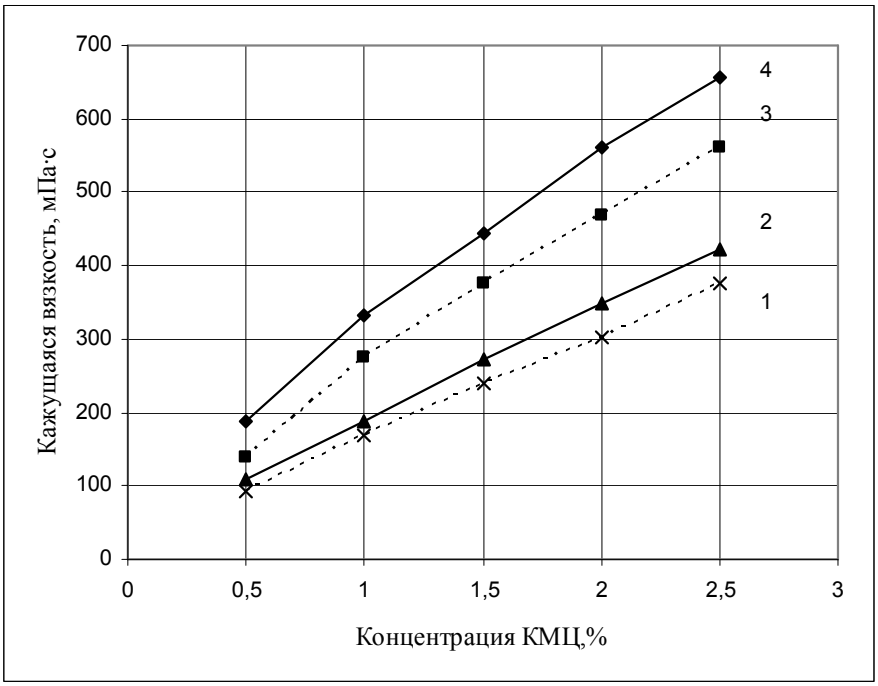


Рис. 3. Зависимость кажущейся вязкости полимерной композиции ПАА и КМЦ, приготовленной на пресной воде (2,4) и смеси ацеталя и пресной воды в соотношении 60:40, от концентрации КМЦ 1,2 – скорости сдвига 1021 $с^{-1}$; 3,4 - 5,1 $с^{-1}$

Знание реологических характеристик и характера течения полимерных буровых растворов в зависимости от скорости сдвига при различных концентрациях ПАА и КМЦ, а также типа растворителя позволяет получать полимерные буровые растворы с заданными свойствами и эффективно бурить скважины в различных геолого-физических условиях.

ЛИТЕРАТУРА

ШАРИПОВ, А.У. 1995. Проектирование и регулирование основных показателей бурения глубоких скважин. ВНИИОЭНГ. Москва. 278.

РЕЙНЕР, М. 1965. Реология. Наука. Москва. 224.

УИЛКИНСОН, У.Л. 1964. Неньютоновские жидкости. Мир. Москва. 216.