

УДК 622.621.311.21

Исрофилова Хурсаной Болтаевна, кандидат экономических наук, Isrofilova
Niёзшоев Мурсал Юсуфшоевич, (таджикский национальный университет,
г. Душанбе)

Асадуллоев Камол Рахматуллоевич, ассистент кафедры геологии и горно-
технического менеджмента (таджикский национальный университет)

Khursanoy Boltaevna – candidate of economist science;

Niyazshoev Mursal Yusufshoevich, (city of dushanbe the tajik national university)

Asadulloev Kamol Rahmatulloevich, the assistant of faculty of geology and mine
technical management (tadjik national university)

ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЙОНАХ АФГАНО- ТАДЖИКСКОЙ ВПАДИНЫ

FEATURES OF BORING DRILLING OF TOP OF UNJURASSIC SALTED SEDIMENTATIONS ARE IN OIL-AND-GAS BEARING DISTRICTS OF AFGHAN - TADJIK CAVITY

Афгано-Таджикская впадина (АТВ) четко обособляется от соседних тектонических элементов интенсивностью накопления молассовых толщ неоген-четвертичного возраста и ярко выраженным полуконцентрическим по отношению к горной системе Памир расположением мегаструктур и линий антиклинальных складок. Замеренные мощности неоген-четвертичных образований достигают 3-4 тыс. м., а на юго-востоке - в Кулябской мегасинклинали, 12-15 тыс. м. Зоны прогибов и поднятий четко прослеживаются также и в соседнем Афганистане с той лишь разницей, что северо-восточные и субмеридиональные простирания тектонических линий складок сменяются на афганской стороне северо-западными простираниями.

Для впадины характерно блоковое строение, наличие крупных тектонических разрывов. Развитые во впадине антиклинальные складки чаще всего узкие, длинные, осложненные разрывами, с подвернутыми крыльями. По форме свода они сундучные, гребневидные или остроугольные. В мегасинклинали складки имеют сравнительно простое строение. Характерно кулисообразное расположение складок.

В пределах южной части АТВ прослеживаются Сурханская, Вахшская, Кулябская мегасинклинали, а также Кафирниганская и Обигармская мегаантиклинали. Нет четкой зависимости в нахождении промышленных запасов нефти и газа в этих структурах: они обнаружены как в мегасинклинали, так и в мегаантиклинали.

Промышленные запасы нефти приурочены главным образом к отложениям палеогена, а залежи газа - к отложениям

келловей- оксфордского ярусов верхней юры. Газовые залежи связаны с овушками трех типов: пластовых сводовых, пластовых тектонически экранированных и пластовых литологически экранированных. Коллекторами служат органогенно-обломочные известняки. Их состав в основном водорослевый и отличается повышенной доломитизацией, трещиноватостью и кавернозностью.

Первый промышленный газ из верхнеюрских отложений в Средней Азии был получен в 1962 г. на площади Адамташ, расположенной в пределах мегаантиклинали юго-западных отрогов Гиссарского хребта. Открыты газовые залежи также из верхнеюрских образований на структурах Андиген, Шамбары и Комсомольск в Душанбинском прогибе. Промышленные притоки верхнеюрского газа были также получены в соседнем Афганистане на месторождениях Ходжа Гугердак, Шеберган, Ходжа Булан и др.

Поиски месторождения природного газа в верхнеюрских соленосных отложениях АТВ усложнены несколькими причинами, основными из которых являются:

- значительные глубины залегания верхнеюрских коллекторских горизонтов - до 6-7 км;
- наличия мощной (более 3 км.) толщи солей кимеридж-титонского возраста, прохождение которых в процессе бурения скважин связаны с большими трудностями.

Трудности проводки скважины, кроме того, обусловлены главным образом интенсивной коагуляцией бурового раствора, кавернообразованием в результате растворения солей, обрушением неустойчивых пропластков, пластическим течением солей и размягчением кристаллогидрата магния, затекающего в скважину. Дополнительные осложнения связаны с увеличением забойных температур, усиливающих растворимость солей и их агрессивные действия на структуру глинистого раствора.

Сохранение устойчивости стенок скважины - неперемное условие нормального процесса бурения. Смачивание горных пород рыхлого комплекса (в том числе соли) в процессе бурения рез:-:: уменьшает прочность стенок скважины и, следовательно, их устойчивость. Нежелательное изменение свойства пород устраняется подбором рецептуры промывочной жидкости. В частности, в нее вводят компоненты, придающие ей крепящие свойства. Сохранению устойчивости стенок скважины способствует гидростатическое давление промывочной жидкости. Однако с его ростом увеличивается интенсивность проникновения промывочной жидкости в горные породы, падает механическая скорость бурения.

Большее значение гидростатическое давление промывочной жидкости приобретает при бурении трещиноватых пород, обладающих свойством медленно выдавливаясь в скважину под действием горного давления (например, соли: галит, карналлит и др.).

Пригодность промывочной жидкости для конкретных условий бурения определяется рядом свойств, такие как вязкость, водоотдача и др. При проходке однородных толщ солей фильтрационные и коркообразующие свойства бурового раствора не имеют большого значения. Это подтверждается опытом бурения скважин, например, в структурах Ходжа Мумин, Туюнтау, Северный Буюман и Южный Каратау, где успешно применялись необработанные эмульсионные буровые растворы с водоотдачей 15-30 см³. Однако в сложных условиях такая водоотдача недопустима. При переслаивания хемогенных и терригенных пород, залегающих над или под солевыми горизонтами, большая водоотдача может привести к осыпанию пород, созданию толстых корок. Большая водоотдача отрицательно сказывается и при вскрытии продуктивных пластов.

Основной причиной высокой водоотдачи является коагуляция бурового раствора солью. В связи с этим большое значение имеет природа глинистой фазы, которая, как известно, чувствительна к действию электролитов, подавляющих ее гидратацию и диспергирование. Поэтому из бентонита, особо подверженного солевой агрессии, можно подготовить раствор лишь при изготовлении его на пресной воде с последующим засолением. Растворы изготовленные на кальциевых глинах обладают меньшей чувствительностью к соли. В подобных случаях предлагается применять солестойкий глинистый минерал палыгорскит, который коагуляционно устойчив в солевой среде, из за чего одинаково интенсивно набухает и диспергируется как в пресной, так и в соленой воде. Главным же назначением палыгорскита является поддержание структуры соленых, необработанных растворов. Для снижения водоотдачи насыщенных солью буровых растворов применяют их эмульгирование, обработку защитными коллоидами или их сочетаниями. Эмульгирование может снизить водоотдачу на 10-30% и вследствие усиления структурообразования существенно уменьшить глиноемкость. Область применения защитных коллоидов ограничивается допустимыми для каждого реагента соленостью, температурой, содержанием хлоридов поливалентных металлов.

Реагенты	Товарный вид	Область применения		
		Соленость, %	Температурный предел, °С	Допустимое содержание хлоридов кальция, %
КМЦ марки 500 и 600	порошок	До насыщения	120-150	0,2-0,3
Крахмал	порошок	До насыщения	100-120	Значительное количество
Модифицированный крахмал	порошок	До насыщения	100-120	То же

КССБ	жидкий	<10	120-150	2,0 -2,5
Декстрин	порошок	До насыщения	140-150	Значительное количество
Гипан	жидкий	-	140-150	0,2-0,25
УЦР	порошок	<10	115-135	0,2-0,3
NaCl	порошок	<10	120-150	0,2-0,3
Метас	порошок	До насыщения	200	0,2
Масс-200 (пеногаеитель)	порошок	До насыщения	200	0,1
ФХЛС	порошок	До насыщения	115-130	0,2-0,25
Окзил	жидкий	До насыщения	120-135	0,1-0,2
СМ АД-1	жидкий	До насыщения	110-140	0,1-0,2
NaOH	жидкий	До насыщения	120-150	0,2-0,3

Необходимо отметить, что промывочная жидкость не может быть панацеей для выполнения всех функций. Поэтому для конкретных условий бурения определяется набор основных функций промывочной жидкости и те свойства, которые обеспечат их выполнение. Нередко чередование пород в геологическом разрезе вызывает необходимость в изменении некоторых функций промывочной жидкости. Поэтому, если можно не заменять раствор, его свойства регулируют в процессе бурения на подходе к соответствующему интервалу.

Свойства промывочной жидкости регулируют: химической обработкой (путем введения специальных веществ - реагентов); физическими методами (разбавление, концентрирование, дисцергация, утяжеление, введение наполнителей); физико-химическими методами (комбинация перечисленных методов).

Опыт буровых работ в пределах перспективных на нефть и газ площадей в АТВ (Ходжа Мумин, Южный Каратау, Туюнтау, Северный Буюман и др.), где мощность соленосных толщ достигает более 3000 метров, показывает, что в таких случаях буровой раствор готовят на рассолах соответствующих солей. В качестве добавок, придающих раствору термоустойчивость, применяются хроматы, бихроматы которые вводят в количестве 0,1-0,2%. Однако добавки хроматов увеличивают водоотдачу, а основная задача получения термостабильных растворов заключается в сохранении минимальной водоотдачи в условиях повышенных забойных температур.

Поэтому в качестве термостабилизирующих добавок предлагается применять реагенты-стабилизации: натрий карбоксилметилцеллюлоза, КМЦ-600 и производные КМЦ (карбофен, карбамин, карбоминол), концентрация которых может достигать до 2,5-3,0%. Добавка КМЦ и ее производных используются также для получения термоустойчивых глинистых растворов.

Можно рекомендовать для растворов с высокой соленостью, крахмальные реагенты и декстрин, которые устойчивы коагуляционным действиям солей кальция и магния, но при нагревании до 100- 1200С усиливается их деструкция. Температурная устойчивость КМЦ выше, но она, как акриловые сополимеры (гипан, метас и др.), не устойчива к хлоркальциевой агрессии.

Список литературы

1. *Бабаев А.Г.* Литология, палеогеография и нефтегазоносность меловых отложений Западного Узбекистана / А.Г. Бабаев. – Ташкент: АН УзССР, 1959. □ 187 с.
2. *Королюк И.К.* Нефтегазоносность осадочных формаций / И.К. Королюк, Н.А. Крылов, А.К. Мальцева и др. □ М.: Наука, 1987. □ 150 с.
3. *Мальцева А.К.* Формационный анализ в нефтяной геологии / А.К. Мальцева, Н.А. Крылов. – М.: Недра, 1986. – 184 с.
4. *Цейслер В.М.* Геологические формации. Вопросы выделения и тектонического анализа / В.М. Цейслер. □ М.: Наука, 1979. □ 140 с.
5. *Акрамходжаев А.М.* Основные проблемы нефтегазоносности крупных геоструктурных элементов подвижного пояса Средней Азии / А.М. Акрамходжаев, А.Г. Бабаев // Тектоника и нефтегазоносность складчатых поясов. – Фрунзе: Кыргызстан, 1984. □ 128 с.
6. *Акрамходжаев А.М.* Литология нефтегазоносных меловых отложений Ферганской впадины / А.М. Акрамходжаев. – Ташкент: АН УзССР, 1960. □ 95 с.
7. *Акрамходжаев А.М.* Ферганский нефтегазоносный бассейн / А.М. Акрамходжаев, М.С. Сайдалиева. – М.: Недра, 1971. □ 108 с.
8. *Джумагулов А.Д.* Перспективные направления поисков нефти и газа в альпийских формациях межгорных впадин Киргизии / А.Д. Джумагулов // Тектоника и нефтегазоносность складчатых поясов. – Фрунзе: Кыргызстан, 1984. – С. 25□40.

Ключевые слова – запасы, нефти, залежи, газ, глубина, раствор, буровых работ

Keywords are supplies, oils, beds, gas, depth, solution, boring works