DOI: *10.25515/PMI.2017.6.654*

УДК 550.83: 622.243

ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ПРЕДКАВКАЗЬЕ

Р.А.ГАСУМОВ[1], В.А.ГРИДИН[2], В.Г.КОПЧЕНКОВ[3], Б.Ф.ГАЛАЙ[4], С.А.ДУДАЕВ[5]

[1] *АО «СевКавНИПИгаз», Ставрополь, Россия*
[2] *Институт нефти и газа Северо-Кавказского федерального университета, Ставрополь, Россия*
[3] *Институт строительства, транспорта и машиностроения Северо-Кавказского федерального университета, Ставрополь, Россия*
[4] *Инженерный институт Северо-Кавказского федерального университета, Ставрополь, Россия*
[5] *ООО«СевКавнефтегазгеофизика – Новые технологии», Ставрополь, Россия*

В связи с естественным истощением запасов углеводородов в мезозойских отложениях большинства эксплуатируемых месторождений Северного Кавказа и с целью дальнейшего развития нефтегазодобывающей отрасли в регионе необходимо активное вовлечение в разработку карбонатного комплекса юры Западного Предкавказья с глубиной залегания ниже 5300 м.

При составлении технических проектов на строительство разведочных скважин в сложных горно-геологических условиях, обусловленных аномально высокими пластовым давлением и температурой, важно использовать хорошо изученную геолого-промысловую информацию и учитывать опыт бурения аналогичных скважин.

В статье приводятся анализ геофизических данных, результаты комплексных исследований коллекторских свойств пород, отобранных из керна первой разведочной скважины на Крупской площади (пористость, проницаемость, электрические, акустические и литологические характеристики), термобарические условия. Полученная информация позволила существенно уточнить технологические параметры бурения и вскрытия продуктивного пласта и дать рекомендации по способу бурения разведочных скважин и применению скважинного оборудования.

Чтобы не допустить развитие в скважине значительных гидродинамических давлений, провоцирующих газопроявления, необходимо поддерживать минимальные значения реологических параметров бурового раствора (динамическое напряжение сдвига $\tau = 70 \div 135$ дПа; пластическая вязкость $\eta = 25 \div 35$ мПа·с). С целью оперативного поддержания необходимой репрессии на пласты с аномально высоким пластовым давлением, контроля и регулирования расчетного давления на устье, необходимо дополнительно включить в схему оборудования устьевой герметизатор. При этом устьевое и противовыбросовое оборудование должно быть рассчитано на ожидаемый градиент пластового давления.

***Ключевые слова*:** месторождение углеводородов, сложные горно-геологические условия, аномально высокие пластовые давления, геологоразведочные работы, бурение скважин, коллекторские свойства пород, пористость, проницаемость

***Как цитировать эту статью*:** Гасумов Р.А. Исследования горно-геологических условий для проведения геологоразведочных работ в Предкавказье / Р.А.Гасумов, В.А.Гридин, В.Г.Копченков, Б.Ф.Галай, С.А.Дудаев // Записки Горного института. 2017. Т. 228. С. 654-661. DOI: 10.25515/PMI.2017.6.654

Введение. Развитие газовой промышленности на Северном Кавказе началось в конце пятидесятых годов XX в. открытием ряда крупных месторождений углеводородов (УВ) на Ставропольском своде и Каневско-Березанском валу. Большинство месторождений региона находятся на заключительной стадии разработки и характеризуются низкими пластовыми давлениями.

Постановка проблемы. Естественное истощение газа, нефти и конденсата в мезозойских отложениях, содержащих основные залежи углеводородов на территории Предкавказья, требует активного вовлечения в разработку других продуктивных горизонтов. Поддержание добычи УВ в течение многих лет происходило за счет открытия и ввода в эксплуатацию мелких месторождений.

В результате геологоразведочных работ (ГРР) в пределах Прибрежно-Новотитаровского и Днепровского участков с конца 80-х годов прошлого столетия было открыто более десятка газовых месторождений в понт-меотических отложениях на глубине 700-1400 м, а также пять нефтегазоконденсатных месторождений в чокракских отложениях на глубине 2800-3100 м. Несмотря на небольшие запасы газа и жидких углеводородов в каждом из открытых месторождений, относительно небольшая удаленность от ранее обустроенных газопромысловых площадей позволила вводить их в разработку через 2-3 года после открытия, что сдерживало падение уровней добычи углеводородного сырья.

Одно из приоритетных направлений ГРР – изучение глубокопогруженных отложений. В этом отношении перспективными представляются залежи углеводородов в карбонатном комплексе юры Западного Предкавказья.

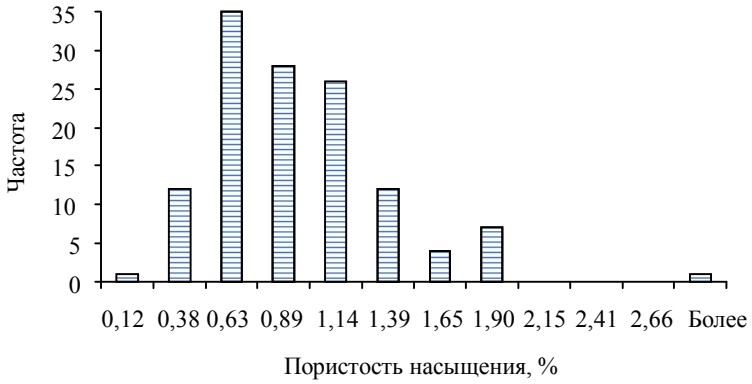


Рис.1. Распределение значений пористости карбонатных пород

Методология. В статье приведены результаты изучения керновых материалов, полученных при бурении глубоких разведочных скважин на месторождениях Западного Предкавказья, лабораторных исследований коллекторских свойств пород, а также анализ промысловых данных по термобарическим условиям проводки скважин с использованием расчетно-аналитических методов определения горно-геологических условий с графической визуализацией и экстраполированием.

Обсуждение. Бурение первой разведочной скважины на Крупской площади на глубину 5665 м было остановлено в связи со сложными горно-геологическим условиями: значительная глубина и аномально высокие значения пластового давления ($K_{ан.пл.давл} > 2,0$) и температуры (свыше 200 °С) [5].

Лабораторные исследования показали, что основные объемы определений коллекторских свойств пород выполнены по известнякам, которые представлены плотными водорослевыми разностями и имеют крайне низкие значения пористости (от 0,12 до 2,92 %, в среднем 0,84 %), в редких случаях встречаются образцы с пористостью, достигающей 2,92 % (рис.1). В основной своей массе породы непроницаемые (менее $0,01 \cdot 10^{-15}$ м^2). Однако благодаря широко развитой трещиноватости и наличию многочисленных различно ориентированных стилолитовых прожилков и трещин некоторые разности известняков имеют проницаемость, достигающую $123,8 \cdot 10^{-15}$ м^2. При этом значение проницаемости не зависит от характера слоистости, средняя проницаемость в вертикальном направлении нередко выше проницаемости параллельно напластованию.

Влияние доломитизации на коллекторские свойства слабо заметно из-за ее неравномерности и сравнительно слабой развитости. Поскольку доломитизированные разности нередко более глинистые, они характеризуются пониженной трещинной проницаемостью при несколько увеличенной пористости (табл.1).

Таблица 1

Характеристика коллекторских свойств пород

Параметр	Известняки (5625,6-5656,9 м)	Доломитизированные известняки (5628,15 -5642,3 м)
Пористость насыщения, %:		
Пределы колебаний	0,12-2,92	0,29-3,81
Стандартное отклонение	0,45	1,00
Проницаемость перпендикулярно напластованию, 10^{-15} м^2:		
Пределы колебаний	0,01-173,7 (трещины)	0,01-4,00 (трещины)
Среднее	2,09	0,49
Стандартное отклонение	16,86	1,03
Проницаемость параллельно напластованию, 10^{-15} м^2:		
Пределы колебаний	0,01-123,8 (трещины)	0,01-17,9 (трещины)
Среднее	1,92	1,05
Стандартное отклонение	12,47	2,42

При изучении петрофизических связей между различными параметрами использовались результаты определения коллекторских свойств пород (пористости, проницаемости), их электрических, акустических и некоторых литологических характеристик.

DOI: 10.25515/PMI.2017.6.654

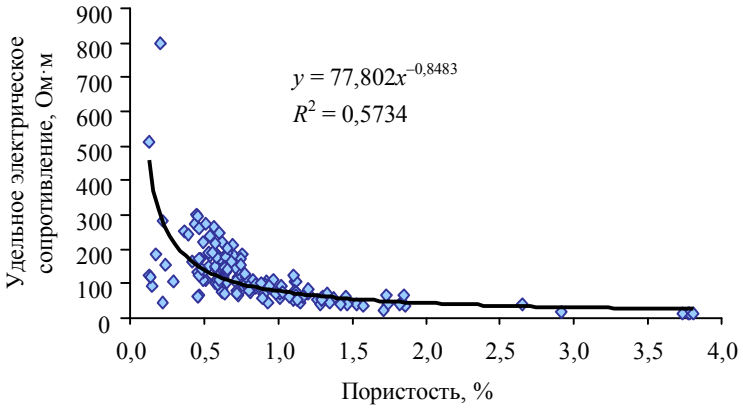


Рис.2. Взаимосвязь пористости и удельного электрического сопротивления пород

Достоверная взаимосвязь установлена между пористостью и удельным электрическим сопротивлением, которая описывается степенной функцией (рис.2). Достаточно тесная взаимосвязь установлена между пористостью пород и скоростью распространения в них ультразвуковых колебаний (рис.3, 4).

По данным люминесцентно-битуминологического анализа для известняков характерны низкие содержания битумоидов (от 0,000156 до 0,00125 %) при однообразном их составе (легкая восстановленная часть), что связано с присутствием значительного количества вторичных миграционных битумоидов. Среднее содержание органического углерода для известняков из скважины составляет 1,1 %. Однако здесь отмечаются весьма значительные колебания его содержания (от 0,11 до 2,84 %), обусловленные наличием вторичного углерода, который часто концентрируется в стилолитовых прожилках и на стенках отдельных трещин.

Результаты исследований по керновым материалам показали, что на глубине 5680 м в шламе во фракциях менее 2 мм в заметных количествах присутствуют черные образования, представляющие собой, вероятно, термически преобразованную нефть или битум. По результатам лабораторных определений содержание органического углерода в этих образованиях составляет 12,11 %, а люминесцирующих растворимых в хлороформе веществ – 0,005 %. Подобные образования часто встречаются в порах, кавернах или трещинах известняков или вторичных доломитов из продуктивных частей разреза.

Определение содержания в керне водорастворимых форм восстановленной серы ($H_2S + HS^-$) проведено на образцах известняка (интервал отбора 5644,4-5644,5 м). В первой пробе обнаружено 30,76 мг/дм^3 $H_2S + HS^-$, во второй пробе 39,2 мг/дм^3, среднее содержание $H_2S + HS^-$ – 36,85 мг/дм^3.

Применяемый йодометрический метод анализа позволяет определять сумму всех форм сульфидной серы (H_2S, HS^-, $S_2O_3^{2-}$, SO_3^{2-}). Содержание $S_2O_3^{2-}$, SO_3^{2-}, как правило, незначительно или отсутствует в природных водах и отдельно не определяется ввиду нестойкости соединений.

Как известно, определение в пластовом флюиде сероводорода или гидросульфид-иона зависит от кислотно-щелочных условий среды: в слабокислых условиях геохимической среды соединения восстановленной серы находятся преимущественно в форме H_2S, в щелочных условиях

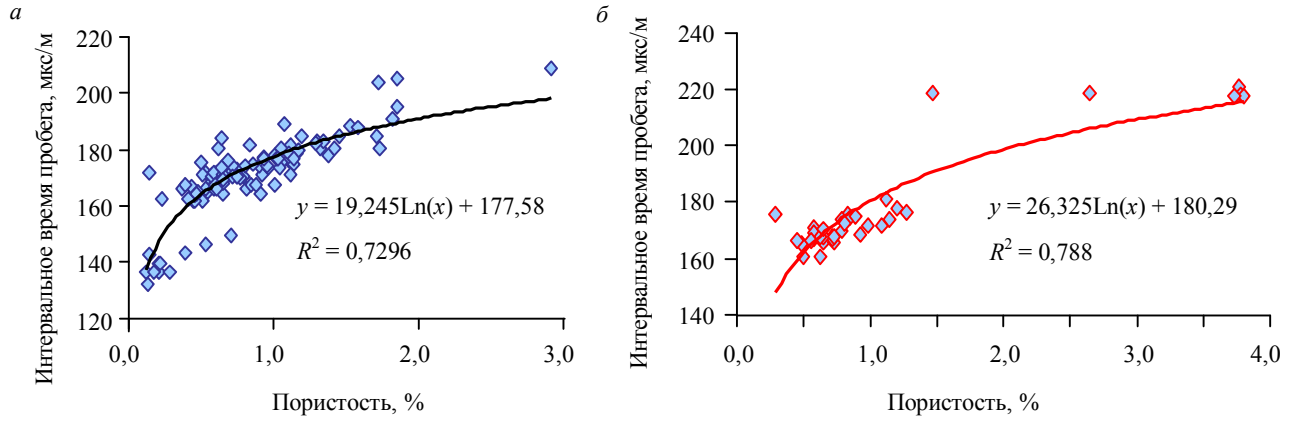


Рис.3. Взаимосвязь пористости и интервального времени пробега ультразвуковых колебаний в известняках (*а*) и доломитизированных известняках (*б*)

DOI: 10.25515/PMI.2017.6.654

(pH = 8,5÷9,0) – в форме HS^-. В результате определения водонерастворимой сульфидной серы содержание H_2S в керне составило 0,05 %. Визуально в породе фиксируются скопления мелкозернистого пирита (FeS_2) размером зерен до 6 мм.

Таким образом, результаты проведенных исследований позволяют получить только качественную оценку содержания свободного сероводорода в породах [1, 2, 9, 13].

Наиболее древние отложения на забое скважины представлены известняками герпегемской свиты, занимающей стратиграфический объем от верхов келловея – оксфорда до нижнего киммериджа.

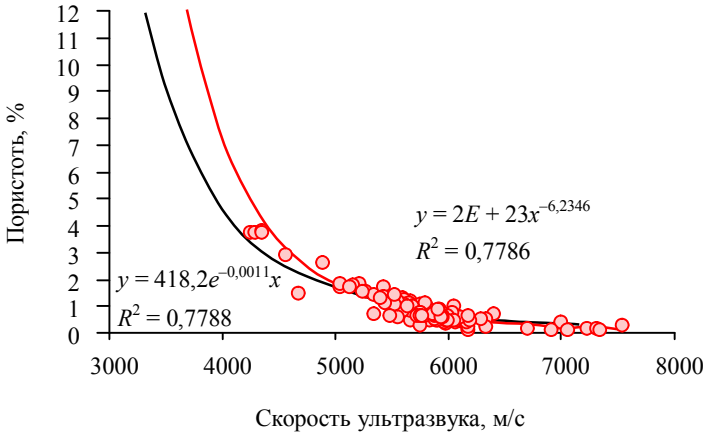


Рис.4. Взаимосвязь пористости и скорости распространения ультразвука в карбонатных породах

Показателем трещиноватости разреза может служить характер керна: если от верха интервала отбора керна до глубины 5646,2 м керн плотный, с редкими горизонтальными и наклонными трещинами, то ниже этой глубины представлен обломками (3-5 см) известняка темно-серого пелитоморфного с тонкими различно ориентированными углеродистыми прожилками. Самая нижняя часть разреза представлена серыми до светло-серых, сгустково-комковатыми, мелкозернистыми, перекристаллизованными, неравномерно доломитизированными известняками с органогенно-обломочной примесью. В известняках иногда встречаются тонкие прожилки кристаллического доломита с примесью сульфидов (пирита) и прожилки черного сильно окисленного битуминозного вещества, в заметных количествах присутствуют черные образования с содержанием органического углерода 12,1 %, представляющие собой, вероятно, термически преобразованную нефть или битум. Подобные образования обычно встречаются в порах, кавернах или трещинах известняков или вторичных доломитов [10-12].

Указанные известняки сложены различными по составу водорослями (преобладают синезеленые). Микрозернистая масса имеет комковатое или неясно сгустковое строение. Вероятнее всего, они представляют органогенные тела, образование которых происходило в обстановке отмелей в условиях постоянного действия волн [12, 15].

Таким образом, эта часть разреза (на глубине ниже 4000 м), по всей вероятности, сложена трещиноватыми и, возможно, кавернозными, в различной степени доломитизированными известняками биогермного происхождения и характеризуется аномально высокими давлениями (АВПД). Зона АВПД преобладает.

Аномально высокие пластовые давления приурочены к зонам с высокими скоростями осадконакопления в неогеновое и четвертичное время. В глинистых разрезах происходит медленный отток отжимаемых в результате увеличения геостатической нагрузки поровых вод в ограниченные по объему породы-коллекторы, а также в водонапорные системы с замкнутым контуром. В зависимости от указанных причин в каждом водоносном комплексе имеются пласты как с нормальными, так и аномально высокими пластовыми давлениями.

В.С.Котовым (КраснодарНИПИнефть) был проведен анализ изменения пластовых давлений от глубины залегания в отложениях Азово-Кубанской нефтегазоносной области с использованием большого массива промысловых данных:

– юрские отложения – Южно-Советская, Самурская, Лабинская, Беноковская, Ярославская, Ширванская, Баркаевская, Шедокская, Урупская, Красно-Дагестанская, Победа, Бесскорбенская, Советская, Юбилейная, Темиргоевская, Курджипская, Ловлинская, Черкесская, Тульская, Нововладимировская, Отрадно-Кубанская, Темиргоевская, Чамлыкская, Восточно-Кубанская площади;

– меловые отложения – Абадзекская, Апшеронская, Армавирская, Бейсугская, Березанская, Брюховецкая, Великая, Генеральская, Каневская, Канеловская, Кропоткинская, Заречная, Кужорская, Кущевская, Лабинская, Ладожская, Ленинградская, Майкопская, Медведовская, Некрасов-

DOI: 10.25515/PMI.2017.6.654

ская, Новопетровская, Расшеватская, Соколовская, Темиргоевская, Чайкинская, Шедокская, Ширванская, Южно-Советская, Ставропольская, Куколовская, Абхазская, Дефановская, Беляевская, Суздальская площади;

– палеоценовые отложения – Березанская, Брюховецкая, Великая, Восточно-Калужская, Глубокий Яр, Калужская, Канеловская, Ключевая, Крыловская, Ладожская, Новоминская, Ново-Дмитриевская, Холмская, Армавиро-Убежинская, Николаевская, Убежинская площади;

– эоценовые отложения – Ново-Дмитриевская, Кипячая, Глубокий Яр, Карская, Калужская, Ахтырская, Абино-Украинская, Зыбза – Глубокий Яр, Левкинская, Черноморская, Северская площади;

– олигоценовые отложения – Афипская, Дыш, Ключевая, Ладожская, Ново-Дмитриевская, Троицкая площади;

– миоценовые отложения – Варениковская, Адагумская, Кеслеровская, Кудако-Киевская, Северо-Крымская, Джигинская, Благовещенская, Курчанская, Армавиро-Убежинская, Южно-Андреевская площади;

– юрские отложения (дополнительно) – Кошехабльская, Западно-Динская площади.

Установлено, что с увеличением глубины залегания гидростатическое давление меняется прямолинейно, градиент пластового давления колеблется от 0,01 до 0,02 МПа/м, при этом геостатический градиент составляет 0,022 МПа/м.

Анализ градиентов пластовых давлений по площадям показывает, что АВПД в мезозойских отложениях с коэффициентом аномальности более 2,0 установлены только на Куколовской площади, а также в киммериджских известняках (K_a = 2,02÷2,13) и келловейских глинистых песчаниках (K_a = 1,95÷2,04) Кошехабльского месторождения (табл.2).

Таблица 2

Пластовые давления в юрских и нижнемеловых отложениях

Номер скважины	Альтитуда ротора, м	Глубина опробования, м	Возраст отложений	Пластовое давление, ат / МПа	Коэффициент аномальности пластового давления K_a
Кошехабльское месторождение					
1	141	4818,5	J_3okI	683 / 69,21	1,47
2	138	5235	J_3klII	677 / 68,63	1,34
4	146	5015	J_3okII	716 / 72,55	1,48
5	142	5370	J_3klIII	823 / 83,33	1,58
9	148	5465	J_3klV	1033 / 104,66	1,95
10	155	4834	J_3km	999 / 101,2	2,13
		4706,5	J_3km	919 / 93,14	2,02
11	137	5492	J_3klV	726 / 73,53	1,37
Куколовская площадь					
1	–	2977	K_1	669 / 67,79	2,25
2	–	2750	K_1	596 / 60,40	2,17
3	–	2660	K_1	509 / 51,58	1,91
Медведовская площадь					
1	–	4272,5	K_1	706 / 71,54	1,65
2	–	4190	K_1	740 / 74,98	1,77

DOI: 10.25515/PMI.2017.6.654

Анализ промысловых и лабораторных материалов по пластовым давлениям показывает, что верхнеюрские отложения характеризуются сложными горно-геологическими условиями и могут быть пройдены при плотности буровых растворов от 2,0 до 2,2 г/см^3. Это подтверждается результатами бурения в пределах северного борта Западно-Кубанского прогиба в скважине Мышастовская, в которой верхнеюрские отложения с глубины 4980 до 5700 м были пройдены при плотности бурового раствора от 2,02 до 2,2 г/см^3.

При оценке перспективных ресурсов УВ в пределах Крупской структуры состав газов и конденсата, а также подсчетные параметры (пористость, газонасыщенность, поправка на сжимаемость) приняты по аналогии с Кошехабльским месторождением, где разрез отложений верхней юры и термобарические условия ее залегания близки к данной площади.

Учитывая сложные термобарические условия проводки скважины, при бурении периодически замеряли температуру по стволу скважины (табл.3). По этим данным построены зависимости температуры от глубины по стволу скважины (рис.5). По прямолинейному участку этих зависимостей определена температура на глубине 6150 м, составившая 210 °С.

Таблица 3

Зависимость температуры от глубины залегания по стволу скважины по Крупской площади (по данным ПФ «Кубаньгазгеофизика» ООО «Георесурс»)

Глубина, м	Температура, °С	
	принятая в проекте	фактическая
970	41	61
1850	75	83
2180	88	91
3470	138	130
3770	150	143,5
4090	162	147,5
4580	182	152
4900	194	161
5060	200	168
5586	221	192
6150	243	210 (расчетная)

Полученные результаты позволяют определить температуру пласта по геотермическому градиенту (G_T) [8]:

$$G_T = \frac{H}{T - T_o} = \frac{5586}{(192 - 20)} = 32{,}5 \text{ м/°С}, \quad (1)$$

тогда температура на глубине 6150 м

$$T_{6150} = \frac{6150}{32{,}5} + 20 = 209{,}2 \text{ °С}. \quad (2)$$

Температура, замеренная при бурении на глубине 5402 м, составила 197 °С. В этом случае геотермический градиент

$$G_T = \frac{5402}{(197 - 20)} = 30{,}53 \text{ м/°С}, \quad (3)$$

а температура на глубине 6150 м

$$T_{6150} = \frac{6150}{30{,}53} + 20 = 221{,}4 \text{ °С}. \quad (4)$$

Таким образом, температура пласта на глубине 6150 м ожидается в диапазоне 209,2-221,4 °С.

По данным промысловой геофизики выделена неоднородная зона аномально высоких поровых давлений, причем нижняя ее часть (4950-5600 м) также представлена чередованием пластов с различным значением градиента давления: от 1,4 до 1,74 МПа/100 м. В призабойной части вскрытого разреза (5300-5400 м) гра-

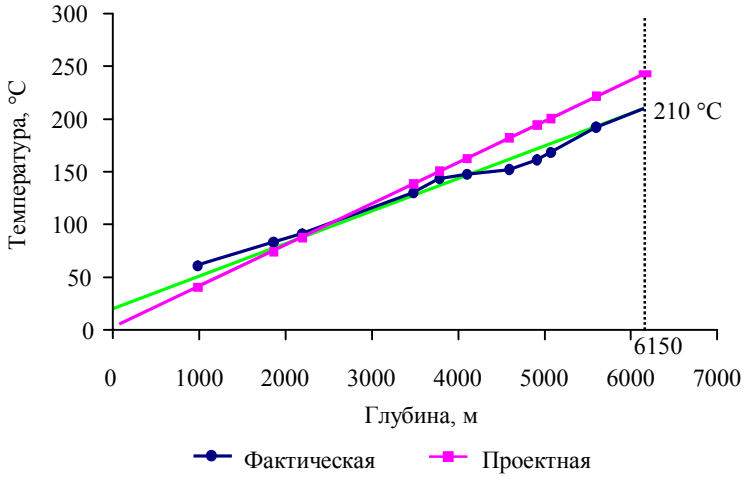


Рис.5. Кривая зависимости температуры от глубины по стволу скважины

диент давления в пределах этих 100 м нарастает от 1,41 до 1,64 МПа/100 м. Значение прогнозного градиента давления на забое (5660 м) ожидается в пределах 1,83-1,90 МПа/100 м и максимально может быть расширено до 1,94-1,95 МПа/100 м. Градиент порового давления на глубине 5681 м составляет 2,04 МПа/100 м.

Результаты замеров давлений глубинными манометрами показали следующее:

– эквивалентное замеренное давление столба бурового раствора плотностью 2350 кг/м^3 на глубине 5405 м составляет 1175 кгс/см^2 (115,3 МПа) вместо расчетного 1270,2 кгс/см^2 (124,6 МПа), т.е. снижение эквивалентного давления, создаваемого столбом бурового раствора, в статике 95,2 кгс/см^2 (9,3 МПа);

– эквивалентное замеренное давление столба бурового раствора плотностью 2050 кг/м^3 на глубине 5402 м составляет 1157,58 кгс/см^2 (113,56 МПа) вместо расчетного 1107,41 кгс/см^2 (108,64 МПа), т.е. увеличение эквивалентного давления, создаваемого столбом бурового раствора, в статике составляло 50,17 кгс/см^2 (4,92 МПа);

– разница в замеренных эквивалентных плотностях бурового раствора в различных интервалах ствола скважины, в том числе в ее приустьевой части и на искусственном забое, свидетельствует о нестабильности распределения эквивалентного давления, создаваемого буровым раствором по стволу скважины.

При разработке технического проекта на строительство разведочных скважин необходимо учитывать возможность расхождения между фактическими и проектными показателями, для чего используются фактические промысловые материалы по ранее пробуренным скважинам аналогичных площадей [4].

Например, по ранее пробуренным скважинам выявлены:

– градиент пластового давления на глубине 5680 м равен 2,07 МПа/100 м при проектном значении 1,80 МПа/100 м;

– градиент давления гидроразрыва пород не менее 2,50 МПа/100 м при проектном значении 2,24 МПа/100 м;

– содержание H_2S – 0,033-0,3 %; CO_2 – 1,0-6,5 %, что проектом не предусмотрено;

– фактическая конструкция скважины не рассчитана на ожидаемый градиент пластового давления и наличие кислых сред;

– пластовое давление на глубине 5681 м равно 117,50 МПа, расчетное максимально допустимое пластовое давление для колонны диаметром 245 мм составляет 88,5 МПа.

Заключение. Полученная геолого-промысловая информация о сложных горно-геологических условиях проводки скважин на юрские отложения Западного Предкавказья в пределах Западно-Кубанского прогиба позволила существенно уточнить технологические параметры бурения и вскрытия продуктивного пласта. Завышенные реологические параметры бурового раствора предопределяют развитие значительных гидродинамических давлений в скважине и провоцируют газопроявления [3]. Поэтому реологические параметры бурового раствора необходимо поддерживать в минимальных значениях (динамическое напряжение сдвига $\tau = 70 \div 135$ дПа; пластическая вязкость $\eta = 25 \div 35$ мПа·с) [6]. Рекомендуется изменить рецептуру бурового раствора.

Для оперативного поддержания необходимой репрессии на пласты с АВПД, контроля и регулирования расчетного давления на устье дополнительно необходимо включить в схему оборудования устьевой герметизатор. Применяемое буровое оборудование должно удовлетворять фактическим горно-геологическим условиям бурения до проектной глубины по грузоподъемности и мощности [7, 14].

Устьевое и противовыбросовое оборудование должно быть рассчитано на ожидаемый градиент пластового давления. Для опрессовки оборудования, глушения скважины при ликвидации газонефтеводопроявлений необходимо использовать специальную насосную установку: типа SPM-TWS 1300, рассчитанную на давление 126,8-31,7 МПа и производительностью 2,5-10,7 кВт, или насосную установку разрыва пластов YLC140-1860, или агрегат гидроразрыва пластов SYL2500-140.

Химические реагенты, применяемые для приготовления бурового раствора, в полной мере должны соответствовать термобарическим и горно-геологическим условиям вскрываемого разреза, для предотвращения вспенивания раствора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Влияние сероводорода на буровые растворы, а также методы контроля и химического связывания сероводорода / А.Г.Потапов, А.Н.Ананьев, Ю.П.Христенко и др. // РИ «Бурение газовых и морских нефтяных скважин». М.: ВНИИЭгазпром, 1980. Вып. 4. С. 28-36.

2. *Галян Д.А.* Нейтрализация сероводорода в промывочных жидкостях при бурении скважин. М.: ВНИИЭгазпром, 1983. 53 с. (Обзорная информация. Сер. «Бурение газовых и газоконденсатных скважин». Вып. 5).

3. *Гасумов Р.А.* Геологические факторы, влияющие на качество крепления скважин (на примере конкретной скважины Прибрежной группы месторождений) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 12. С. 48-53.

4. *Гасумов Р.А.* Комплексные научно-технические решения вопросов поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов юга России / Р.А.Гасумов, Л.А.Ильченко // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. № 4 (56). С. 16-20.

5. *Гасумов Р.А.* Особенности разработки малых месторождений (на примере газоконденсатных месторождений Северного Кавказа) // Записки Горного института. 2016. Т. 220. С. 556-563.

6. *Горонович С.Н.* Методы обеспечения совместимости интервалов бурения. М.: ООО «Газпром экспо», 2009. 356 с.

7. *Дубенко В.Е.* Расчетный метод обоснования интервалов установки колонн-хвостовиков в газовых скважинах / В.Е.Дубенко, В.И.Чернухин, В.А.Васильев // Пути повышения скоростей бурения и сокращения сроков строительства скважин: материалы научно-технического совета (Тюмень, ноябрь 2004). М.: ИРЦ Газпром, 2005. С. 102-112.

8. *Леонов Е.Г.* Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов / Е.Г.Леонов, В.И.Исаев. М.: Недра, 1987. 304 с.

9. *Обухова З.П.* Определение солевого состава продуктов коррозии / З.П.Обухова, А.А.Кутовая, Н.Е.Кирильченко // Газовая промышленность, 1982. № 4. С. 35-36.

10. *Протосеня А.Г.* Изучение прочности на сжатие трещиноватого горного массива / А.Г.Протосеня, П.Э.Вербило // Записки Горного института. 2016. Т. 223. С. 51-57.

11. *Barton N.* Shear strength criteria for rock, rock joints, rockfill and rock masses: Problems and some solutions // Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. 2013. Vol. 5. N 4. P. 249-261.

12. Effects of fracture geometry and stress on the strength of a fractured rock mass / A.Khani, A.Baghbanan, S.Norouzi, H.Hashemolhosseini // International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. 2013. Vol. 60. P. 345-352.

13. Numerical determination of strength and deformability of fractured rock mass by FEM modeling / Yang Jian Ping, Chen Wei Zhong, Yang Dian Sen, Yuan Jing Qiang // Computers and Geotechnics. 2015. Vol. 64. P. 20-31.

14. *Rahman S.S.* Treatment of drilling fluid to combat drill pipe corrosion // Corrosion (USA). 1990. N 9. P. 778-782.

15. Use of inhibitors for scale control in brine-producing gas and oil wells / L.A.Rogers, K.Varughese, S.M.Prestwich, C.Q.Waggeot, M.H.Salmf, J.H.Oddo, E.H.Street, M.B.Tomson // SPH Prod. Eng. 1990. N 1. Vol. 5. P. 77-82.

***Авторы*: Р.А.Гасумов**, *д-р техн. наук*, *первый заместитель генерального директора*, *Priemnaya@scnipigaz.ru* (*АО «СевКавНИПИгаз»*, *Ставрополь*, *Россия*), **В.А.Гридин,** *д-р геол.-минерал. наук*, *и.о. директора*, fng@stv.runnet.ru (*Институт нефти и газа Северо-Кавказского федерального университета*, *Ставрополь*, *Россия*), **В.Г.Копченков**, *д-р техн. наук*, *профессор*, *Kopchenkov2@rambler.ru* (*Институт строительства, транспорта и машиностроения Северо-Кавказского федерального университета*, *Ставрополь*, *Россия*), **Б.Ф.Галай**, *д-р геол.-минерал. наук*, *профессор*, galaybf@mail.ru (*Инженерный институт Северо-Кавказского федерального университета*, *Ставрополь*, *Россия*), **С.А.Дудаев**, *д-р техн. наук*, генеральный директор, skgeofiznt@mail.ru (*ООО «СевКавнефтегазгеофизика – Новые технологии»*, *Ставрополь*, *Россия*).

Статья принята к публикации 05.10.2017.