



УДК 622.279.3+622.276.72

ПРИЧИНЫ ОТСУТСТВИЯ ПРИТОКОВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (на примере хадум-баталпашинского горизонта)

Р.А.ГАСУМОВ

АО «СевКавНИПИгаз», Ставрополь, Россия

Перспективным направлением развития нефтегазовой отрасли является разработка малых месторождений углеводородов, которые составляют две трети от общих запасов углеводородного сырья России.

При выборе эффективного метода освоения и оценки потенциальной возможности малых месторождений Восточного Предкавказья, для которых характерны сложные горно-геологические условия с наличием аномально высоких пластовых давлений и температур, необходимо определение оптимальной величины отбора нефти с учетом поступления в залежь законтурной пластовой воды при упруговодонапорном режиме.

В статье рассмотрены причины отсутствия притоков пластовых флюидов в скважинах при их освоении, которые обусловлены сложными нетрадиционными трещиноватыми глинистыми коллекторами в нижнем майкопе, наличием в разрезе пласта разуплотненных пород. Изложены результаты исследований влияния технологических и геологических факторов на фильтрационно-емкостные свойства резервуара хадум-баталпашинских отложений, выявлены зоны разуплотнения горных пород, уточнены интервалы с подошвенной пластовой водой и их влияние на процесс освоения скважин.

Установлено, что состояние гидродинамической системы месторождения зависит от внедрения подошвенных и законтурных пластовых вод седиментационного бассейна Восточно-Ставропольской впадины. Залежи нефти в хадумской и баталпашинской свитах вначале работают в упругом, а затем в упруговодонапорном режиме.

Основными причинами отсутствия притоков пластовых флюидов в скважины являются низкие фильтрационно-емкостные свойства глинистых трещинных пород-коллекторов; кольматация трещинной емкости пород-коллекторов при первичном вскрытии в результате проникновения бурового раствора и его фильтрата глубоко в пласт; приток пластовой воды из вышележащего водоносного пласта с аномально высоким пластовым давлением; смыкание трещин в глинистом коллекторе из-за резкого снижения давления, вызванного спуском в скважину фильтр-хвостовика; вторичное вскрытие продуктивных пластов перфорацией при репрессии на пласт в жидкой среде с наличием твердой фазы и высокой плотности.

Ключевые слова: бурение скважин; вскрытие залежи; геологические факторы; геологическое строение пласта; битуминозные глины; трещиноватые глинистые породы; коллекторские свойства пород; пористость; проницаемость

Как цитировать эту статью: Гасумов Р.А. Причины отсутствия притоков пластовых флюидов при освоении скважин малых месторождений (на примере хадум-баталпашинского горизонта) // Записки Горного института. 2018. Т. 234. С. 630-636. DOI: 10.31897/PMI.2018.6.630

Введение. Особенностью минерально-сырьевой базы нефтедобывающей промышленности России является 75-процентное представление ее малыми месторождениями с извлекаемыми запасами менее 10 млн т. В связи с этим для современной нефтегазовой науки и практики актуален вопрос о технологической и технической готовности к экономически эффективной разработке месторождений с небольшими запасами [8].

Постановка проблемы. Разработка малых месторождений Восточного Предкавказья, для которых характерны сложные горно-геологические условия с наличием аномально высоких пластовых давлений и температур, при больших депрессиях на пласт часто сопровождается поступлением в скважины законтурной пластовой воды, что является причиной их обводнения, снижения значения коэффициента извлечения углеводородов и рентабельности разработки месторождений в целом [3].

Образование и формирование нефтяных залежей в олигоценых отложениях Восточного Предкавказья связывается с наличием нефтематеринской майкопской толщи, находящейся в условиях главной фазы нефтеобразования. Результаты изучения нижнемайкопских глинистых отложений свидетельствуют о том, что нефтенакопление связано со своеобразным по строению природным резервуаром.

Для выбора эффективного метода освоения и оценки потенциальной возможности месторождений углеводородов в данном регионе необходимо определить оптимальную величину отбора нефти из залежи с учетом поступления пластовой воды в залежь из законтурной области при упруговодонапорном режиме. Определение остаточных запасов позволит уточнить коэффициент извлечения нефти и оценить степень гравитационного перераспределения нефти на площади.



Отсутствие притоков пластовых флюидов в скважинах при их освоении, возникающее в процессе бурения глубоких скважин, обусловлено сложными нетрадиционными трещиноватыми глинистыми коллекторами в нижнем майкопе, наличием в разрезе пласта разуплотненных пород [2].

Палеогеографические условия осадконакопления в баталпашинское время характеризуются тем, что наблюдалось обмеление бассейна. Осадконакопление на большей части территории проходило на глубинах 20-25 м и условия осадконакопления в баталпашинское время определили фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) глинистых пород-коллекторов. Анализ палеогеографических условий осадконакопления показывает, что продуктивная толща хадум-баталпашинских отложений состоит из различных по ФЕС глинистых пород-коллекторов.

Методология. В статье приведены результаты лабораторных исследований глинистых пород нижнего майкопа и определения среднего значения пористости по данным статистической обработки. Выполнено сопоставление результатов определения пористости различными методами, в том числе при насыщении породы жидкостью (керосин), при определении пористости по воздуху и методом ядерно-магнитного резонанса, а также с помощью динамической денситометрии. Использован график насыщения, где ордината точки перегиба характеризует наиболее эффективную часть порового пространства и принимается в качестве эффективной пористости.

Проанализированы зависимости замеренных сопротивлений образцов от эффективной пористости и полной пористости насыщения. Более четкой является функциональная связь сопротивлений глин от их эффективной емкости, а не от полной емкости насыщения. На проводимость образца в направленном ортогональном напластовании превалирующее влияние оказывает наиболее эффективная межлистоватая пустотная емкость, а не общая пористость глин. Важным является и граничное значение пористости. С целью прогнозирования эффективной пористости нижнемайкопских глин построена зависимость эффективной пористости от удельного сопротивления в интервале насыщения.

Обсуждение. По результатам изучения литологических особенностей нижнемайкопских отложений был сделан вывод о широкой сидеритизации данных пород, в том числе глин, ранее характеризовавшихся как «некарбонатные», так как массовое определение карбонатности стандартным (объемным) методом не позволяло получить достоверные данные о степени сидеритизации пород. Результаты специальных исследований по определению содержания сидерита в породах показали наличие сидерита практически в каждом образце. Это также подтверждено и рентгеноструктурным анализом.

Количественное содержание сидерита в глинах изменяется от 6,2 до 37,2 %. В целом наблюдается тенденция снижения величины открытой пористости пород с увеличением содержания сидерита. Характер данного соотношения аналогичен соотношению коэффициента пористости K_d и карбонатности (CaCO_3). Однако это положение не позволяет считать, что присутствие сидерита отрицательно сказывается на коллекторских свойствах. Возможно, даже наоборот. Так, прослеживается тенденция уменьшения содержания остаточной воды (следовательно, увеличения эффективной пористости) с возрастанием количества сидерита. Отмеченная широкая сидеритизация пород позволяет сделать важный вывод о возможности и необходимости интенсификации притоков нефти из глин-коллекторов путем соляно-кислотных обработок.

Результаты исследований показали, что при температуре 100 °С полное растворение карбонатов глин происходит за 50 мин. Время, необходимое для растворения карбонатов глин, по сравнению с известняками, увеличено в 16,6 раза. Повышение концентрации кислоты с 18 до 36 % эффекта практически не дает, хотя полнота растворения карбонатов увеличивается.

На основании вышеизложенного можно заключить, что повышение эффективности соляно-кислотных обработок глин может быть достигнуто следующим путем: восстановлением пластовой температуры забоя скважин (после охлаждения промывки) перед закачкой кислоты; увеличением времени реакции кислоты с породой с 30 мин (принятого для известняков) до 5-8 ч; многократностью (3-5 раз) обработок.

По результатам лабораторных исследований глинистых пород нижнего майкопа (хадумская плюс баталпашинская свиты) определены средние значения: пористость 11,28 % (стандартное отклонение составляет 1,43 %, асимметрия – 0,24) и плотность $2,4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ (стандартное отклонение плотности – $0,038 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, асимметрия – 0,29).

Между пористостью глинистых пород и их плотностью существует взаимосвязь, которая выражается уравнением

$$m = 23,88(2,88 - d), \quad (1)$$

где m – пористость, %; d – объемная плотность, умноженная на 10^3 кг/м³, с коэффициентом корреляции $\gamma = 0,65$ (рассчитанным по средним значениям для отдельных скважин).

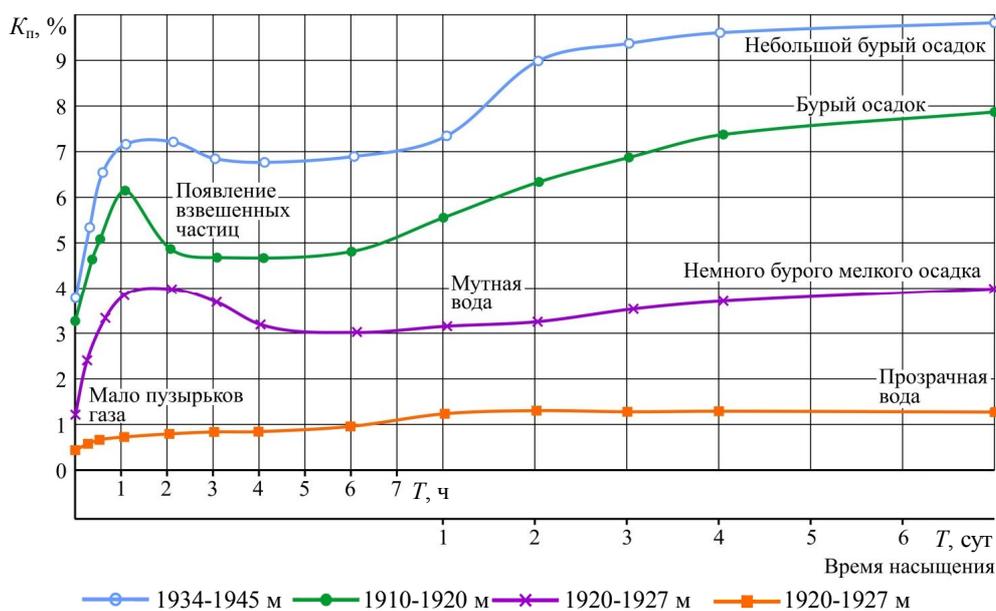
Характер распределения средних значений плотности пород баталпашинской свиты, в общем, согласуется с распределением пористости, однако прямая зависимость не всегда соблюдается. Максимальное значение плотности пород баталпашинской свиты составляет $(2,48-2,41)10^3$ кг/м³, а минимальное $(2,30-2,31)10^3$ кг/м³.

Из графика изменения текущей пористости глинистых пород по скважине (см. рисунок) видно, что первый тип пород, по данным денситометрии, имеет максимальную пористость насыщения 6,8-9,7 %, при этом эффективная пористость составляет 0,78-0,83 от максимальной. Второй тип пород (переходный) по конфигурации кривой напоминает предыдущий тип, но отличается меньшими значениями максимальной пористости по денситометрии (5,2-5,8 %, редко до 7,8 %). Эффективная пористость при этом составляет 0,31-0,51, редко 0,77, от пористости насыщения. Третий тип пород характеризуется низкими значениями максимальной пористости по денситометрии (1,7-5,8 %), эффективная пористость составляет 0,31-0,42, редко 0,66 от максимальной.

Выявлено, что распределение коэффициента насыщения свободной нефтью в разрезе нижнемайкопских отложений тесно связано с коэффициентом остаточной водонасыщенности. Высокое содержание остаточной воды предопределено минеральным составом пород (глинистые минералы) и структурой их пустотного пространства (очень тонкие поры и межплитчатые, межлистоватые пространства). За счет значительного содержания битумоидов, породы, как правило, в той или иной степени гидрофобизованы, что влияет на величину остаточной водонасыщенности, обуславливая снижение последней при возрастании степени гидрофобизации.

Результаты работ на нижнемайкопские глинистые отложения показывают, что нефтенакпление здесь связано со своеобразным строением природного резервуара. Об этом, в частности, свидетельствуют результаты испытания скважин. В пределах установленных полей нефтеносности часто на достаточно близком расстоянии отмечаются скважины с промышленными притоками нефти (25-100 м³/сут), низкодебитные (5-7 м³/сут), слабоприточные (0,01-1,5 м³/сут) и бесприточные. Кроме того, в ряде скважин получены притоки воды с различным количеством нефти, притоки воды и притоки нефти с дальнейшим быстрым обводнением.

Как известно, природный резервуар в классическом понимании – это коллектор с определенными фильтрационно-емкостными параметрами, ограниченный флюидоупорами, не обладающими эффективной емкостью и проницаемостью. Глинистый природный резервуар имеет



Графики изменения текущей пористости глинистых пород по скважине



ряд специфических черт: породы-коллекторы представлены тонколистоватыми аргиллитами, обогащенными органикой и сульфидами; фильтрационно-емкостная система резервуара состоит из проницаемой проводящей трещиноватой части и слабо проницаемой и непроницаемой пористой матрицы; присутствуют как горизонтальные, так и вертикальные и наклонные трещины; между коллекторами и флюидоупорами нет резких границ [14].

Характерной особенностью зон трещиноватости, отмеченной на обнажениях палеогеновых отложений, является параллельность линий вертикальных зон трещиноватости [1]. В этой связи представляет определенный интерес различие составов нефтей из трещиноватых и блоковых частей резервуара (см. таблицу) и проницаемость проводящих каналов между скважинами как в пределах трещиноватых зон, так и между трещиноватыми зонами, разделенными блоками.

Особенности трещинной структуры пород показывают, что среди вертикальных трещин преобладают трещины с раскрытостью 10-20 мкм, несколько меньше трещин с раскрытостью 5-10 мкм, характер распределения близкий к логнормальному. Данные, полученные в результате прямого изучения трещиноватости глинистых пород, свидетельствуют о том, что в разрезе нижнего майкопа существуют отдельные интервалы с удовлетворительной емкостью (до 2-7 %), достаточно высокой и очень высокой проницаемостью (до $534955,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

Выделение нетрадиционных трещиноватых коллекторов в разрезе хадумской и баталпашинской свит представляет значительные трудности. По данным промыслово-геофизических исследований (методы кажущегося сопротивления – КС, собственных потенциалов – ПС, нейтронный γ -каротаж – НГК, газовый каротаж) выделить породы-коллекторы практически не представляется возможным. Разуплотненные зоны в разрезе олигоцена можно выделить только с помощью комплекса методов, в который входят акустический (АК), плотностной каротажи, кавернометрия, термометрия, а также метод бокового картонажного зонда (БКЗ) [6, 14, 15]. По данным АК пласт-коллектор характеризуется аномально повышенным временем пробега акустической волны (до 500-600 мкс/м). По показаниям АК в разрезе олигоцена выделяются пласты с повышенной пористостью, а по данным кавернометрии проницаемый трещиноватый пласт отмечается увеличением диаметра скважины, что указывает на кавернозность разреза.

Термометрия позволяет выделить интервалы повышенной трещиноватости, которые вследствие проникновения фильтрата бурового раствора, имеющего более низкую температуру по сравнению с пластовой (120 °С), отмечаются снижением температуры на 2-5 °С. Последующий температурный замер фиксирует снижение температуры меньшей величины, так как после кольматации пласта проникновение фильтрата снижается или прекращается. Следует отметить, что в скважинах, где отсутствуют проницаемые пласты, температурные аномалии не отмечаются.

Породы из нефтенасыщенных интервалов и породы из интервалов, отнесенных к непродуктивным по средним значениям петрофизических параметров (пористость, плотность), практически не отличаются. Однако для продуктивных скважин характерен меньший разброс средних значений пористости (10,72-12,22 %) по сравнению с непродуктивными (8,9-13,85 %). Как отмечалось многими исследователями, контрастные параметры значений плотностных параметров в разрезе глинистых отложений могут служить критерием их нефтеносности.

Анализ связи продуктивности пласта с петрофизическими параметрами горных пород коллектора позволяет сделать вывод о том, что в скважинах с низкой продуктивностью полезная емкость, скорее всего, обусловлена трещиноватостью. В высокопродуктивных скважинах заметно влияние полезного объема матрицы. Если контрастность петрофизических параметров может быть критерием нефтеносности разреза в конкретной скважине, то критерием определения продуктивности отдельного интервала может служить однородность пород, слагающих его [12, 14]. Эта особенность, по нашему мнению, подтверждает факт воздействия вторичных физико-химических процессов. Под их влиянием происходит выравнивание петрофизических параметров пород в соответствии с новыми термодинамическими условиями. Количество связанной и свободной нефти в глинистом коллекторе нижнемайкопских отложений находится в прямой зависимости, во-первых, от физико-химического состояния поверхности, во-вторых, от коллекторских свойств пород [9, 10].

Физико-химические свойства нефти в трещиноватых и блоковых частях резервуара, %

Состав	Трещинные зоны	Блоки
Смолы	4,6-9,7	5,7-9,4
Асфальтены	0,35-0,96	0,2-1,7
Парафины	6,5-10,6	6,4-19,2/1*
Бензиновые фракции	25-29	20-29

* Среднее содержание



Полученные результаты экспериментальных исследований позволяют предположить, что механизм и направление строительства полимолекулярного слоя воды диктуются, с одной стороны, расстоянием от твердой поверхности, с другой, степенью гидрофобизации поверхности и реальной занятостью углеводородами соседних гидрофобизированных участков. Ближе к поверхности преобладающее влияние оказывают силы взаимодействия с подложкой. По мере удаления от поверхности в глубь пустотного пространства начинают преобладать силы притяжения между адсорбированными молекулами воды. Полимолекулярные слои, образовавшиеся на монослоях, начинают достраиваться не только в вертикальном, но и в боковом направлениях. Если соседние гидрофобизированные участки не заняты в этот момент полимолекулярными слоями углеводородов, то полимолекулярные слои воды начнут достраивать их в горизонтальном направлении вплоть до слияния с соседними слоями. Именно такая ситуация была в условиях проведенного эксперимента: гидрофобизированные участки поверхности не были заняты полимолекулярными слоями углеводородов, как это имеет место в естественных условиях пласта. При невысокой степени гидрофобизации поверхности объем полимолекулярной адсорбции воды не зависит от коэффициента гидрофобности $K_{фб}$, что можно объяснить облегченностью условий для проявления действия водородных связей между молекулами воды соседних гидрофильных участков, расположенных относительно близко друг к другу. Поскольку расстояние, на котором действует молекулярное поле подложки, везде примерно одинаково, объем образовавшегося полимолекулярного слоя будет также одного порядка. При этом гидрофобизированные участки поверхности оказываются погребенными под сплошным слоем прочносвязанной воды. По мере увеличения степени гидрофобизации поверхности слияние соседних полимолекулярных слоев затрудняется.

Для количественной оценки параметров коллектора были проведены гидродинамические исследования скважин [4], результаты которых, с учетом вышеизложенного, позволили уточнить петрофизическую модель коллекторов хадумской и баталпашинской свит: средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, определенная по данным исследования профиля притока, равна 7,5 м; вторичная пористость пород-коллекторов колеблется от 1,7 до 2,5 %; насыщение свободной нефтью составляет в среднем 15,0 % от открытой пористости; пласты-коллекторы представлены аргиллитоподобными глинами, породы-коллекторы сложены горизонтально ориентированными тонкими, ровными, иногда линзовидными листочками, налегающими друг на друга, и разбиты сетью горизонтальных (58,5 %), наклонных (31,3 %) и вертикальных (10,2 %) трещин, в которых сосредоточены основные объемы нефти; коллектор отличается от неколектора повышенными значениями общей пористости (до 16,27 %) и пониженными значениями плотности (2,35-2,4 г/см³); остаточная водонасыщенность глин по массовым определениям изменяется в относительно узких пределах (70-85 %); среднее значение проницаемости коллектора $5,23 \cdot 10^3$ мкм²; гидропроводности $3,39$ мкм²·см/(мПа·с); водопроводимости 0,044 м²/сут.

Интерпретация кривых восстановления давления показала, что коллектор хадум-баталпашинских отложений относится к трещинно-поровому типу, что обусловлено воздействием на глинистые аргиллиты малоамплитудных тектонических нарушений, четко прослеживаемых на временных разрезах [13].

По секущим сейсмопрофилям можно отметить разуплотненные зоны, благоприятные для получения притоков нефти [1]. Связь с нефтенасыщенностью выделенных по амплитудно-частотной характеристике интервалов подтверждают результаты опробования баталпашинской свиты в скважинах, где получены промышленные притоки нефти. По ограниченному числу проведенных анализов динамических характеристик волнового поля на сейсмопрофилях можно выделить участки, перспективные для доразведки нефтеносности баталпашинской свиты.

При разбуривании следует исключить участки, неблагоприятные в нефтеносном отношении, которые выделены в совокупности по участкам сейсмопрофилей с отрицательной динамической характеристикой волнового поля и материалам бурения и опробования [6, 11].

В скважинах, давших притоки нефти, продуктивные интервалы приурочены к зонам трещиноватых аргиллитоподобных листоватых глин. Освоение скважин проводилось по стандартной методике путем снижения плотности раствора, заполняющего скважину, заменой на воду с последующей аэрацией. Лишь единичные скважины осваивались без применения дополнительной интенсификации притока использованием нефтекислотных ванн и соляно-кислотной обработкой продуктивного пласта. Остальные скважины требовали двух- и трехкратной обработки пласта.



В ряде скважин, пробуренных на исследуемом участке, после многократной обработки пласта притоков получено не было в связи с тем, что эти скважины находятся в зонах уплотненных глин, не имеющих зон трещиноватости, а также из-за глубокого проникновения фильтрата бурового раствора в процессе бурения скважин в зоны с более высокой степенью трещиноватости. Однако следует отметить, что гидравлический разрыв пласта (ГРП), проводившийся в скважине, не только не дал необходимого результата, но и дебит, полученный до его проведения, значительно снизился. Вероятно, от воздействия воды глинистые породы продуктивного пласта разбухли, что привело к смыканию имеющихся трещин, а после проведения многократных нефtekислотных обработок пласта был получен положительный результат по приросту продуктивности скважины. Из опробованных 140 скважин в хадум-баталпашинских отложениях только в 48 получены промышленные притоки нефти. Основная часть скважин, давших положительный результат, была освоена после неоднократных кислотных обработок продуктивного пласта, поэтому скважины, не подвергавшиеся интенсификации, нельзя оценивать как непродуктивные. Поскольку в пределах месторождения установлен очень сложный мозаично расположенный по площади пласт-коллектор в хадумской и баталпашинской свитах, а результаты опробования скважин, не подвергшихся интенсификации, нельзя оценивать однозначно, границы их распространения, проведенные по результатам испытаний пробуренных скважин, требуют дальнейшего уточнения.

Проанализировано влияние фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии на проницаемость продуктивных пластов. Особенно значительное снижение продуктивности скважин происходит при большом радиусе проникновения фильтрата бурового раствора. Для условий первичного вскрытия продуктивных трещиноватых пластов величина зоны проникновения фильтрата определена согласно уравнению [5]

$$f(r/r_0) = \frac{4kt\Delta P}{m\mu r_0^2}, \quad (2)$$

где $f(x) = x^2(\ln x^2 - 1) + 1$; $x = (r/r_0)$; r – радиус проникновения фильтрата бурового раствора, м; r_0 – радиус скважины, м; k – проницаемость пласта по напластованию, мкм² (проницаемость трещинных пород-коллекторов баталпашинской и хадумской свит определена на основании обработки индикаторных диаграмм и кривых восстановления забойного давления, зарегистрированных при проведении гидродинамических исследований скважин и принята равной 0,01 мкм²); t – общее время, прошедшее с момента вскрытия данного интервала, ч; ΔP – репрессия на пласт, МПа; m – пористость пласта, доли ед. (принята на основании лабораторных исследований ядра равной 0,17); μ – вязкость бурового раствора, МПа·с.

Общее время рассчитывается по уравнению

$$t = t_{\text{общ}} - \frac{h - h_0}{V}, \quad (3)$$

где $t_{\text{общ}}$ – общее время разбуривания пласта, ч; h – глубина текущего забоя, м; h_0 – глубина кровли пласта, м; V – механическая скорость бурения данного интервала, м/ч.

Репрессия определяемая по уравнению

$$\Delta P = \rho gh - P_0 - (P_1 - P_0) \frac{h - h_0}{h_1 - h_0}, \quad (4)$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м³ (интервал баталпашинских и хадумских отложений вскрывался бурением с плотностью 1500 кг/м³); g – ускорение свободного падения, $g = 9,8$ м/с²; P_0 – пластовое давление в кровле пласта, МПа; P_1 – пластовое давление в подошве пласта, МПа; h_1 – глубина подошвы пласта, м.

Приведенные расчеты показывают, что при первичном вскрытии баталпашинской и хадумской свит фильтрат бурового раствора проникает в пласт на расстояние около 7 м. Размер зоны загрязнения призабойной зоны пласта в скважинах подтверждается данными БКЗ. Незакольматированная толщина баталпашинского пласта-коллектора, составляющая 4-8 м, достаточно убедительно выделяется по восьмиметровому градиент-зонду.

Анализ результатов бурения и испытания ряда скважин, пробуренных на данной площади, показывает, что основной причиной неполучения нефти являются неудачные результаты вскры-



тия продуктивных пластов, пробуренных рядом со скважинами, в которых ранее при бурении был получен открытый фонтан нефти и зафиксированы активные нефтегазопроявления.

Заключение. Анализ вышеприведенных данных позволяет сделать вывод о том, что если к баталпашинскому нефтяному интервалу приобщаются объекты, расположенные выше баталпашинского репера, мы получаем недостоверные или отрицательные результаты опробования.

Если первичное вскрытие нетрадиционных трещинных глинистых коллекторов тонкого и частого чередования в хадум-баталпашинских отложениях выполнять на депрессии или равновесии, то можно получить объективную картину о положении в разрезе нефтенасыщенных и водонасыщенных пропластков.

Основным источником поступления вод являются пластовые подошвенные и законтурные воды, являющиеся частью седиментационного бассейна Восточно-Ставропольской впадины. Имеется основание предполагать, что в скважинах, находящихся внутри контура нефтеносности, источником поступления воды является вышележащий водоносный термальский пласт [7].

Установлено, что состояние гидродинамической системы месторождения зависит от внедрения подошвенных и законтурных пластовых вод. Залежи нефти в хадумской и баталпашинской свитах вначале работают в упругом, а затем в упругом водонапорном режиме.

Таким образом, основными причинами неполучения притоков флюидов являются:

- низкие фильтрационно-емкостные свойства глинистых трещинных пород-коллекторов;
- кольматация трещинной емкости пород-коллекторов при первичном вскрытии в результате проникновения бурового раствора и его фильтрата глубоко в пласт;
- испытание баталпашинского горизонта совместно с вышележащим водоносным пластом с аномально высоким пластовым давлением (в связи с чем получен приток пластовой воды);
- смыкание трещин в глинистом коллекторе из-за резкого снижения давления, вызванного спуском в скважину фильтр-хвостовика;
- вторичное вскрытие продуктивных пластов перфорацией при репрессии на пласт в жидкой среде с наличием твердой фазы и высокой плотности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксакалова Ю.С. Основные направления поисков ловушек неструктурного типа в Центральном и Восточном Предкавказье // Вестник СевКавГТУ. 2009. № 3. С. 6-11.
2. 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.
3. Гасумов Р.А. Особенности разработки малых месторождений (на примере газоконденсатных месторождений Северного Кавказа) // Записки Горного института. 2016. Т. 220. С. 556-563.
4. Гидродинамические исследования и методы обработки результатов измерений / Р.С.Хисамов, Э.И.Сулейманов, Р.Г.Фархуллин, О.А.Никашев, А.А.Губайдуллин, Р.К.Ишкаев, В.М.Хусаинов. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. 228 с.
5. Горонович С.Н. Методы обеспечения совместимости интервалов бурения. М.: ООО «Газпром экспо», 2009. 356 с.
6. Дорофеева Т.В. Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1986. 224 с.
7. Исследование факторов, влияющих на обводнение добывающих скважин / Б.А.Османов, С.Р.Озтурк, Р.Ш.Салаватова, К.И.Мустафаев // Нефтепромысловое дело. 2014. № 5. С. 52-54.
8. Карасевич А.М. Комплексное освоение малых месторождений углеводородного сырья России / А.М. Карасевич, Г.А.Зотов, Н.М.Сторонский // Газовая промышленность. 2009. № 10. С. 29-34.
9. Barton N. Shear strength criteria for rock, rock joints, rock fill and rock masses: Problems and some solutions // Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. 2013. Vol. 5. N 4. P. 249-261.
10. Barton N. The shear strength of rock joints in theory and practice / N.Barton, V.Choubey // Rock Mechanics and Rock Engineering. 1977. Vol. 10. N 1. P. 1-54.
11. 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.
12. Jing L. Stress and scale-dependency of the hydromechanical properties of fractured rock / L.Jing, K.B.Min, A.Baghbanan // Rock mechanics: new research. New York: Nova Science Publishers, 2009. P. 109-165.
13. Mesko A. Digital filtering applications in geophysical exploration for oil. Budapest: Akademiai Kiado, 1984. 636 p.
14. 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.

Автор Р.А.Гасумов, д-р техн. наук, профессор, первый заместитель генерального директора, Priemnaya@scnipigaz.ru (АО «СевКавНИПИГаз»), Ставрополь, Россия).

Статья поступила в редакцию 30.03.2018.

Статья принята к публикации 08.06.2018.