

УДК 622.24

ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОЛОГИИ ВЫБОРА РАСТВОРОВ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ПРОВЕДЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ НА КЕРНЕ

Конесев Василий Геннадьевич¹,
Konesev.VG@gazpromneft-ntc.ru

Четвертнева Ирина Амировна²,
chetvertneva@ufa.scsbm.ru

Тептерева Галина Алексеевна³,
teptereva.tga@yandex.ru

¹ ООО «Газпромнефть НТЦ»,
Россия, 190000, г. Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, 75–79.

² Волго-Уральский регион ООО «Сервисный Центр СБМ»,
Россия, 450005, г. Уфа, ул. Заводская, 15/1.

³ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450065, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью формирования требований для качественного подбора технологических жидкостей для вскрытия продуктивных пластов в сложных горно-геологических условиях. Важным является проведение экспериментальных исследований для оценочной экспертизы воздействия на фильтрационно-емкостные свойства кернового материала, отобранного на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении. Данное направление актуально в связи с необходимостью сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и продуктивности скважин при их строительстве и освоении.

Цель: формирование перечня рекомендаций по планированию и проведению фильтрационных исследований на керновом материале при оценке влияния технологических жидкостей на фильтрационно-емкостные свойства горных пород.

Объекты: керновый материал – песчаник мелкозернистый, алевролитистый с признаками углеводородов; отобранный на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении; растворы первичного вскрытия различных систем – на водной и углеводородной основах; пресный полимер-глинистый и КСГ-полимеркарбонатный буровые растворы.

Методы: изучение степени повреждения фильтрационно-емкостных свойств пласта различными технологическими жидкостями; оценка значений коэффициентов восстановления первоначальной проницаемости кернового материала, отобранного на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении в различных условиях, максимально приближенных к пластовым условиям по величинам пластового давления и температуры.

Результаты. Разработан перечень рекомендаций по планированию и проведению фильтрационных исследований на керне при подборе технологических жидкостей для вскрытия пластов. На реальных примерах показаны ключевые моменты методологии, при несоблюдении которых можно получить ошибочное понимание о соответствии или несоответствии исследуемых технологических жидкостей вскрываемым объектам эксплуатации.

Ключевые слова:

Буровой раствор, первичное вскрытие, фильтрационно-емкостные свойства, продуктивный пласт, восстановление проницаемости, керновый материал, продуктивность, фильтр, депрессия, кольтмант.

Введение

Проблема качественного первичного вскрытия продуктивных пластов с массовым приходом технологии стимуляции притока методом гидравлического разрыва пород (ГРП) сохраняется. В последнее время отмечается рост объемов строительства скважин на запасы нефтяных оторочек и подгазовых залежей, где гидравлический разрыв пород нецелесообразен. Также сохраняется потребность и, по нашему мнению, в дальнейшем будет только расти в строительстве горизонтальных скважин без многостадийных ГРП при уплотнении сетки скважин с целью вовлечения остаточных запасов на зрелых месторождениях, где близость фронта вытеснения и подошвенных вод не позволяет создавать трещины высокой проводимости. Стандартный подход в подборе растворов первичного

вскрытия включает экспериментальную часть на керновом материале при изучении степени повреждения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта различными технологическими жидкостями, применяемыми при строительстве скважин. Фильтрационные исследования на керновом материале основаны на сравнении результатов от воздействия различных сред в максимально приближенных условиях, сопоставимых с промысловыми, и опираются на принципы физического моделирования, в связи с чем значения коэффициентов восстановления проницаемости следует рассматривать только на качественном уровне. Начальный этап планирования экспериментов является определяющим – от уровня сопоставимости условий эксперимента зависят итоговые результаты. На примере исследований, выполненных в 2017 г. для

условий Заполярного НГКМ, рассмотрены вопросы соответствия выбора методики тестирования. Исследования выполнялись согласно требованиям [1].

О методике исследования

Целью исследования являлся выбор наиболее предпочтительных систем бурового раствора для вскрытия объекта эксплуатации, а также оценка влияния на ФЕС пласта двух типов бурового раствора с углеводородными кольматантами, применяемых при строительстве скважин поисково-разведочного бурения (ПРБ): пресный полимер-глинистый и КСI-полимеркарбонатный.

В экспериментальных исследованиях использовались 13 образцов кернового материала, представленные песчаником мелкозернистым, алевролитистым с признаками углеводов, которые имели значения пористости в пределах 9,7–17,55 %; значения абсолютной проницаемости с поправкой по Клинкенбергу в пределах 1,10–58,26 мД; значения остаточной водонасыщенности в пределах 19,87–42,86 %; значения объема пор в пределах 2,09–3,60 см³; с различными геометрическими характеристиками.

В работе использовались системы буровых растворов на водной основе, такие как пресный полимер-глинистый (пресный ПГР) и КСI-полимер карбонатный (КСI ПКР), буровой раствор на водной основе (РВО), а также системы буровых растворов на углеводородной основе (РВО). Перечисленные системы буровых растворов имеют различные технологические параметры: значение плотности варьируется от 1,01 до 1,17 г/см³; показателя фильтрации (ПФ) – от 3 до 6 см³/30 мин; статического напряжения сдвига (СНС) – от 6/8 до 8/12 фунт/100 фут²; пластической вязкости – от 14 до 30 мПа*с; динамического напряжения сдвига – от 12 до 20 фунт/100фут². Данные значения технологических параметров приведенных систем буровых растворов зависят от используемых химических реагентов и материалов в составе буровых растворов, основные параметры и рецептуры перечисленных систем буровых растворов приведены в табл. 1.

Системы буровых растворов были предоставлены подрядными организациями, выполняющими работы по сопровождению буровых растворов на Заполярном НГКМ. Фракционный состав кольматанта (CaCO₃) был подобран на специализированном программном обеспечении с учётом данных по ФЕС для каждой составной колонки керна. Современные программные комплексы используют совокупность законов кольматации, теоретические аспекты и методологию подбора фракционного состава кольматанта. Для расчета фракционного состава кольматанта возможно использование различных критериев, например критерия Абрамса [2], по которому размер частиц, способных образовывать сводовые перемычки в поровом пространстве проницаемого пласта, должен быть равен или больше 1/3 среднего размера пор пласта, а их содержание должно быть не меньше 5 % от объема твердых частиц, находящихся в буровом растворе. Однако данный критерий не указывает на распределение частиц по размерам в составе бурового раствора для обеспечения их эффек-

тивной упаковки, а позволяет только определить размер частиц, необходимый для начала кольматации. Например, метод перекрытия наибольшего диапазона частиц «Shotgun» [3], использующий широкий диапазон размеров частиц при отсутствии данных по характеристикам пласта, позволяет только рассчитать содержание кольматантов различного фракционного состава в необходимых пропорциях, поэтому не всегда является эффективным.

Таблица 1. Значения параметров и рецептуры исследуемых растворов*

Table 1. Values of parameters and formulations of test solutions*

Наименование Name	РВО WBS	РВО+ПАВ WBS+SAS	РВО HBS	Пресный ПГР Salt-free bentonite mud	КСI ПКР KCl-polymer mud
Основные параметры/Main parameters					
Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	1,05		1,01	1,17	1,17
ПФ, см ³ /30мин PF, sm ³ /30 min	5		3	7	6
СНС 10с/10мин, фунт/100фут ² SNS 10s/10min pound/100 feet ²	6/8		8/12	7/12	6/10
ПВ, мПа*с/PV, mPa*s	14		30	24	20
ДНС, фунт/100 фут ² DNC, pound/100 feet ²	20		12	16	18
Рецептура/Recipe					
NaOH	0,3	0,3	–	0,18	–
Орг. ингибитор Organic inhibitor	12	12	–	–	–
ПАВ/SAS		7	–	–	–
Крахмал/Starch	22	22	–	–	–
Биополимер Biopolymer	4	4	–	1,5	3,5
CaCO ₃	50	50	32	174	60
Масло/Oil	–	–	287,1	–	–
Органобентонит Organobentonite	–	–	3,2	–	–
Эмульгатор Emulsifier	–	–	8,8	–	–
Известь/Lime	–	–	12	–	–
CaCl ₂ (p-p 35 %) CaCl ₂ (solution 35 %)	–	–	78,4	–	–
Модиф. реологии Rheology modif.	–	–	2,4	–	–
Смачиватель Wetting agent	–	–	0,8	–	–
Понижитель фильтрации Filtration reducing agent	–	–	4,8	–	–
Бентонит/Bentonite	–	–	–	15	–
ПАЦ НВ/PAC NV	–	–	–	3	9
Инкапсулянт Encapsulator	–	–	–	5,5	–
Na ₂ CO ₃	–	–	–	0,5	–
КСI	–	–	–	–	65
Сульф. асфальт Sulfated asphalt	–	–	–	15	8

* РВО – раствор на водной основе; РВО – раствор на углеводородной основе; ПКР – полимеркарбонатный; ПАВ – поверхностно-активное вещество.

* WBS – water-based solution; HBS – hydrocarbon-based solution; PC – polymer-carbonate; SAS – a surface-active substance.

Метод, основанный на теории идеальной упаковки (IPT – Ideal Packing Theory), разработанной М. Кауффером [4, 5], может предоставить более реальные расчеты в определении оптимального фракционного состава используемых кольматантов. По данному методу кольматант образует идеальную упаковку, если гранулометрический состав частиц обеспечивает эффективное закупоривание всех пор, включая поры, образуемые между твердыми частицами. Буровой раствор с кольматантом, имеющим фракционное распределение частиц, в соответствии с теорией идеаль-

ной упаковки, способен образовать фильтрационную корку с минимальной проницаемостью.

В табл. 2 приведены обобщенные результаты фильтрационных экспериментов. Оценка восстановления проницаемости проводилась при одних и тех же объёмных скоростях фильтрации в рамках одного эксперимента, до и после создания рабочей депрессии 2,0 МПа. После выемки образцов ядра выполнен замер остаточной водонасыщенности и определена степень её изменения.

Таблица 2. Обобщенные результаты фильтрационных экспериментов

Table 2. Summary results of filtration experiments

№ кол. Col. no.	Буровой раствор Drilling fluid	K _{абс} , мД K _{abs} , mD	K ₁ , мД K ₁ , mD	ΣC мела, г/л Chalk ΣC, g/l	V _ф /V _{пор} , V _f /V _{por}	Изм S _в , (кол) % Sw change (col) %	Изм S _в , (2+3) % Sw change, (2+3) %	До депрессии Before depression		После депрессии After depression	
								КВП/КVP			
								(кол) % (col) %	(2+3) %	(кол) % (col) %	(2+3) %
Растворы для бурения горизонтальных стволов (ГС) Solutions for drilling horizontal wells (HS)											
7	PBO WBS	40,6	20,8	50	6,1	18	11	12	15	26	33
1	PBO+ПАВ WBS+SAS	43	21,5	50	2,6	14	14	57	65	75	83
2	PVO HBS	55,9	29,5	32	3,8	4	4	68	79	80	86
8	PBO WBS	5,2	2,3	50	5,1	25	22	24	28	41	47
3	PBO+ПАВ WBS+SAS	4,5	2,0	50	1,7	21	15	38	52	55	76
5	PVO HBS	6,0	2,6	32	0,2	13	-2	83	91	90	90
9	PBO WBS	2,7	1,3	50	4,7	17	14	34	46	53	69
4	PBO+ПАВ WBS+SAS	2,0	0,8	50	0,4	11	6	36	45	52	61
6	PVO HBS	3,0	1,4	32	1,4	-36	-39	71	81	85	93
Растворы для бурения поисково-разведочных скважин (ПРБ) Solutions for drilling exploratory wells (DEW)											
10	КСI ПКР КСИ PKR	20,9	11,5	60	6,2	18	16	21	27	40	51
11	Пресный ПГР Fresh PCS	18,2	9,9	174	0,6	19	16	29	34	42	51
12	КСI ПКР КСИ PKR	1,8	0,7	60	3,7	12	8	24	31	51	65
13	Пресный ПГР Fresh PCS	1,2	0,4	174	0,5	13	11	38	45	52	63

* PBO – раствор на водной основе; PVO – раствор на углеводородной основе; ПКР – полимеркарбонатный; K₁ – начальная фазовая проницаемость по керосину; ΣC мела – суммарная концентрация мела; V_ф – объём фильтрата, проникшего в колонку ядра; V_{пор} – объём пор колонки ядра; Изм S_в – изменение остаточной водонасыщенности по всей колонке ядра; Изм S_в (2+3) – изменение остаточной водонасыщенности суммарно по второму и третьему образцам; КВП – коэффициент восстановления проницаемости.

* WBS – water-based solution; HBS – hydrocarbon-based solution; PC – polymer-carbonate; K₁ – initial phase permeability of kerosene; Chalk ΣC – chalk total concentration; VF – volume of filtrate that has penetrated the core column; V_{por} – core column pore volume; Sw change – change in residual water saturation throughout the core column; Sw change (2+3) – change in residual water saturation in total for the second and third samples; PRC – permeability recovery coefficient.

Следует отметить, что даже в случае фактической депрессии на пласт 9,0–15,0 МПа за счёт депрессионной воронки перепад давления у стенки скважины на расстоянии 3–10 см не будет превышать 1,0–2,0 МПа [6], что обязательно необходимо учитывать при планировании фильтрационных экспериментов. Показано, что градиентов давления, при которых происходит определение фазовых проницаемостей, может

быть недостаточно для воспроизведения реальных условий, и очистка ПЗП за счёт перепада давления не воспроизводится в полной мере. Также известно, что глубина проникновения любой твёрдой фазы значительно меньше, чем глубина проникновения фильтрата промывочной жидкости [6–11]. Поэтому коэффициенты восстановления проницаемости приведены дифференцированно по общей длине составной мо-

дели и без учёта первого образца, в котором имеется основное скопление кольматантов (мел, асфальтены).

При прочих равных условиях объёмы проникновения фильтрата (табл. 2, столбец « $V_f/V_{пор}$ ») водного раствора с добавкой поверхностно активного вещества (ПАВ) ниже, чем у водной системы без ПАВ, что может указывать на определённое гидрофобизирующее действие реагента. Подтверждением проявления данного эффекта также может являться и то, что в экспериментах с ПАВ в диапазоне фазовой проницаемости K_1 более 2 мД (№ колонок 1 и 3) объёмы проникновения фильтрата превышают объём пор, но при этом получен значительный коэффициент восстановления проницаемости, близкий к значениям, полученным на РУО.

Мировой опыт вскрытия и стимуляции притока из низкопроницаемых коллекторов показывает необходимость использования специальных добавок к технологическим жидкостям (ПАВ), которые позволяют снижать межфазное натяжение и тем самым миними-

зировать образование микроэмульсий и водных блоков [12–14]. В работах [15, 16] приводятся результаты исследований таких добавок с позиции снижения капиллярных давлений, а в работах [17, 18] уделяется внимание эффектам гидрофобизации поверхности катион-активными ПАВ. При планировании применения ПАВ в буровых промывочных растворах следует оценивать не только совместимость с пластовыми флюидами и горными породами, но и уделять особое внимание сохранению эффективной рабочей концентрации в дисперсных системах. Для определения концентрации ввода ПАВ в буровой раствор обязательным действием должна являться оценка адсорбционных потерь [19]. В экспериментах с РУО отмечается снижение остаточной водонасыщенности, что можно связать с гидрофобизирующим действием неполярной среды.

На диаграммах (рис. 1, 2) графически представлен характер изменения коэффициента восстановления фазовой проницаемости для различных диапазонов абсолютной проницаемости кернов.

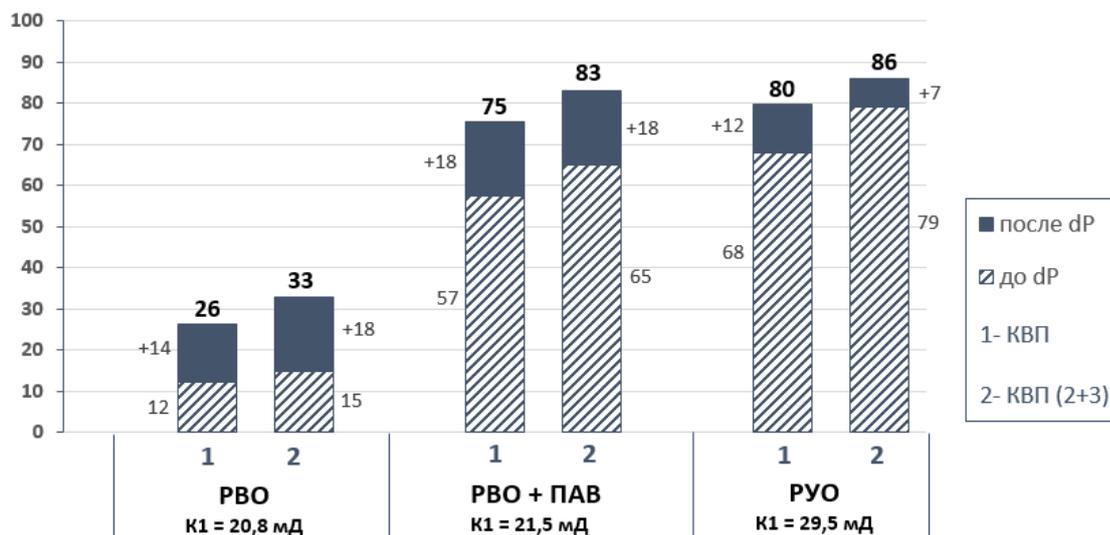


Рис. 1. Динамика изменения коэффициента восстановления фазовой проницаемости для диапазонов абсолютной проницаемости кернов 40–56 мД

Fig. 1. Dynamics of change of phase permeability recovery coefficient for absolute permeability ranges of cores of 40–56 mD

Видно, что наилучшим сохранением фазовой проницаемости по керосину обладает РУО. Среди водных растворов получено превосходство раствора с добавкой неионогенного ПАВ.

В областях низкой проницаемости данная зависимость не фиксируется, однако, если принимать во внимание различие в начальных значениях проницаемости, тенденция сохраняется (рис. 2).

Результаты с применением буровых растворов для скважин поисково-разведочного бурения (ПРБ) приведены на рис. 3.

Проведенные экспериментальные исследования по определению относительных значений коэффициента восстановления проницаемости (КВП) для всей колонки и двух последних образцов показали, что пресная система бурового раствора содержала в 3 раза больше кольматанта, что отразилось на количестве фильтрата, поступившего в образцы керна, и, соответственно, по-

влияло на коэффициенты восстановления проницаемости в обоих рассматриваемых диапазонах.

Если рассматривать восстановление проницаемости без учёта первого со стороны загрязнения образца (КВП 2+3), то картина меняется, и степень повреждения ФЕС в удалённой от стенки скважины сопоставима для обеих систем БР. Учитывая объёмы проникновения фильтратов и их потенциальную ингибирующую способность, можно сделать вывод о том, что даже незначительное проникновение пресного фильтрата наносит более тяжёлый ущерб ФЕС пласта. Объём проникновения фильтрата у ингибированной системыкратно выше, а коэффициенты восстановления проницаемости без учёта первого образца схожи. Даже 50 % объёма пор, занимаемого пресным фильтратом, снизили проницаемость на 40–50 %, что говорит о плохих деблокирующих свойствах пресной среды. Поэтому данные системы не рекомендованы для вскрытия продуктивных пластов.

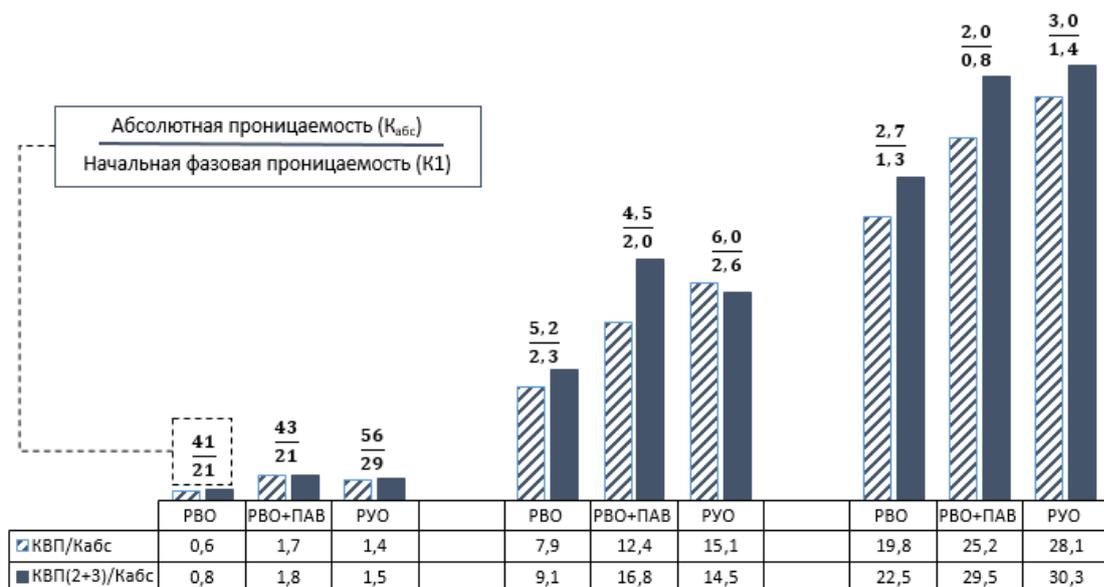


Рис. 2. Удельные коэффициенты восстановления проницаемости

Fig. 2. Specific permeability recovery factors

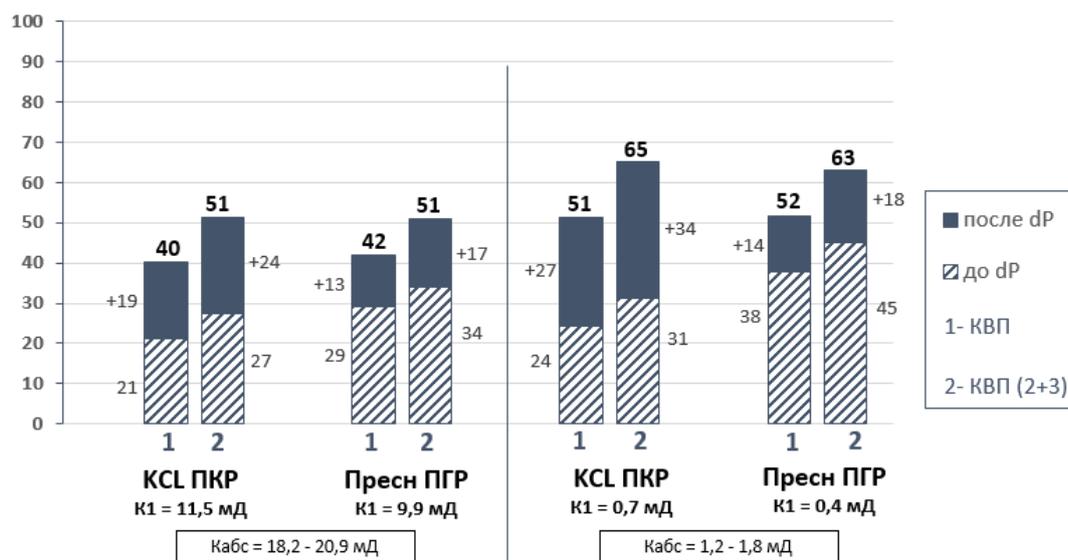


Рис. 3. Коэффициенты восстановления проницаемости с применением буровых растворов KCl и полимерглинистого ПГГ

Fig. 3. Permeability recovery factors using KCl drilling fluids and polymer clay drilling

Согласно исследованиям [8, 20], в условиях низкой проницаемости пористой среды возникают нарушения линейного закона фильтрации Дарси при градиентах давления ниже предельных, причём с уменьшением проницаемости коллектора величина отклонения закона фильтрации от линейного становится более значительной. Данное обстоятельство в экспериментах на обратную проницаемость может сказаться на правильности определения начальной и конечной фазовой проницаемости.

Фильтрационные исследования на керне не воспроизводят реальные сроки воздействия и вызова притока, недостижимо воспроизведение в лабораторных условиях и перемещений инструмента, которые в определённой степени механически воздействуют на фильтрационную корку, что приводит к дополни-

тельному поступлению фильтрата вглубь пласта при возобновляемом формировании фильтрационной корки. Фракционный состав вводимого в буровой раствор кольматанта, который подбирается с помощью программного обеспечения, также меняется в процессе промывки скважины, происходит измельчение более крупных фракций. Законы идеальной упаковки кольматанта работают только в течение первых циклов циркуляции. В реальных скважинных условиях зона проникновения фильтрата значительна и играет определяющую роль в потере давления в пристволенной зоне пласта. Важно оценивать влияние на ФЕС именно среды техногенной жидкости, тем более что как показали данные исследования, может сложиться ошибочное понимание в случае качественного подбора кольматанта.

Заключение

Сформулированы общие рекомендации по планированию фильтрационных исследований при подборе растворов первичного вскрытия:

- 1) изучать фильтраты буровых растворов или их модели. В данном случае допускается использование единичных образцов керна. При исследовании буровых растворов необходимо использовать составные модели с оценкой восстановления проницаемости по удаленной от кольматации части керна – КВП (2+3);

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ОСТ 39-235-89. Нефть. Методы определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. – 35 с.
2. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion // Society of Petroleum Engineers. – 1977. – № 5. – P. 8–15.
3. Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F. Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids // Society of Petroleum Engineers. – 2000. – № 2. – P. 3–8.
4. Kaeuffer M. Determination de l'optimum de remplissage granulometrique et quelques proprietes s'y rattachant // International Journal of Engineering. – 2019. – № 5. – P. 794–798.
5. Vickers S., Cowie M., Jones T. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations // AADE Fluids Conference. – Houston, Texas, April 11–12, 2006. – № 16. – P. 9–15.
6. Технология бурения горизонтальных скважин / Л.М. Левинсон, Ф.А. Агзамов, В.Г. Конесев, Ф.Х. Мухаметов. – Уфа: ООО «Монография», 2019. – 318 с.
7. King F.H. Principles and conditions of the movement of groundwater // U.S. Geological Survey. 19th Annual Report. P. 2. – 1898. – P. 59–297.
8. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low-permeability reservoirs / Xiong Wei, Lei Qun, Gao Shusheng, Hu Zhiming, Xue Hui // Petroleum exploration and development. – 2009. – V. 36. – № 2. – P. 232–236.
9. Некрасова И.Л. Совершенствование критериев оценки качества буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18. – № 2. – P. 129–139.
10. Отечественные системы ЭБР для проводки скважин и вскрытия продуктивных пластов в сложных геологических условиях / Я.М. Курбанов, Т.В. Зайковская, Н.А. Черемисина, Г.Я. Курбанов, Н.В. Куприн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 4. – P. 24–30.
11. Гаибназаров С.Б. Разработка новых химических реагентов для бурения на основе полисахаридов // Химическая промышленность. – 2018. – Т. 95. – № 6. – P. 299–303.

Информация об авторах

Конесев В.Г., кандидат технических наук, эксперт Управления бурения ООО «Газпромнефть НТЦ».

Четвертнева И.А., кандидат технических наук, руководитель Волго-Уральского региона ООО «Сервисный Центр СБМ».

Тептерева Г.А., доктор химических наук, доцент кафедры общей, аналитической и прикладной химии Уфимского государственного нефтяного технического университета.

- 2) при формировании составных моделей рекомендуемое отличие абсолютной проницаемости каждого образца от средней по всей колонке – не более 20 %;
- 3) рассчитывать и воспроизводить реальную депрессию с прокачкой не менее 2-х $V_{пор}$;
- 4) в условиях проведения экспериментов с низкой проницаемостью (менее 2 мД) рассчитывать целевые градиенты давления.

12. Optimizing filtrate design to minimize in-situ and wellbore damage to water-wet reservoirs during drill-in / Ch. Dalmazzone, A. Audibert, L. Quintero, T. Jones, C. Dewattines, M. Janssen // Society of Petroleum Engineers. – 2004. – № 01 – P. 12–20.
13. Zhang H., Marinescu P., Foxenberg W. Unique flow-back chemistry for enhancing productivity of low-permeability reservoir // Society of Petroleum Engineers. – 2012. – № 07 – P. 1–8.
14. Rane J.P., Liang Xu. Monitoring residual surfactant in the flow-back and produced water: a way forward to improve well productivity // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – № 03. – P. 9–15.
15. Penny G.S., Pursley J.Th. Field studies of drilling and completion fluids to minimize damage and enhance gas production in unconventional reservoirs // Society of Petroleum Engineers. – 2007. – № 06. – P. 32–38.
16. Microemulsion-assisted fluid recovery and improved permeability to gas in shale formations / A.S. Zelenev, H. Zhou, L. Ellena, G.S. Penny // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – № 2. – P. 12–16.
17. Петров Н.А. Применение комплексного реагента СНПХ ПКД-515 в нефтегазовых процессах // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 2. – С. 01–11.
18. Повышение качества первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов / Н.А. Петров, В.Г. Султанов, И.Н. Давыдова, В.Г. Конесев. – СПб.: Изд-во «Недра», 2007. – 544 с.
19. Возможности сохранения продуктивности скважин на этапе их строительства / В.Г. Конесев, М.К. Рогачёв, Г.Ю. Коробов, Г.А. Тептерева // Бурение скважин в осложненных условиях: Материалы III Международной научно-практической конференции. – СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2019. – P. 57–59.
20. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения / В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макатров, М.Е. Политов, А.Г. Телин // Вестник ОАОНК «Роснефть». – 2013. – Вып. 31. – № 2. – P. 4–7.

Поступила 22.10.2020 г.

UDC 622.24

PECULIARITIES OF METHODOLOGY FOR SELECTING SOLUTIONS OF PRIMARY OPENING OF PRODUCTIVE FORMATIONS BASED ON FILTRATION EXPERIMENTS ON CORE

Vasily G. Konesev¹,
Konesev.VG@gazpromneft-ntc.ru

Irina A. Chetvertneva²,
chetvertneva@ufa.scsbm.ru

Galina A. Teptereva³,
teptereva.tga@yandex.ru

¹ Gazpromneft NTC LLC,
75–79, Moika river embankment, St. Petersburg, 190000, Russia.

² LLC «Service Center SBM»,
15/1, Zavodskaya street, Ufa, 450005, Russia.

³ Ufa State Petroleum Technical University,
1, Kosmonatov street, Ufa, 450062, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to form requirements for qualitative selection of process liquids for opening the productive formations in difficult mining and geological conditions related to the drilling of long-term frozen rocks. It is important to carry out experimental studies for evaluating the impact on filtration capacitive properties of core material selected at Polar oil-gas condensate deposit. This direction is relevant due to the need to preserve collector properties of productive formations and productivity of wells during their construction and development.

The main aim of the research is to form a list of recommendations for planning and conducting filtration studies on core material when assessing the influence of process liquids on the filtration and capacitive properties of rocks.

Objects: core material – sandstone fine-grained, aleuritic with signs of hydrocarbons; selected at Polar oil-gas condensate deposit; solutions of initial opening of various systems – on water and hydrocarbon bases; fresh polymer clay and KCl polymer carbonate drilling fluids.

Methods: study of the degree of damage of filtration-capacitive properties of the formation by various process liquids; estimation of values of recovery coefficients of initial permeability of core material taken at Polar oil-gas condensate deposit under different conditions, which are as close as possible to formation conditions by values of formation pressure and temperature.

Results. The authors have developed the list of recommendations for planning and conducting filtration studies on the core during selection of process fluids for formation opening. Real examples show the key points of the methodology, in case of non-compliance of which it is possible to obtain an erroneous understanding of conformity or non-conformity of the tested process liquids to the opened objects of operation.

Key words:

Drilling mud, primary opening, filtration-capacitive properties, productive formation, restoration of permeability, core material, efficiency, filtrate, depression, kolmatant.

REFERENCES

- OST 39-235-9-89. *Neft. Metody opredeleniya fazovukh pronitsaemostey v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoy stacionarnoy filtratsii* [Industry standard 39-235-89. Oil. Methods for determining phase permeability in laboratory conditions in co-stationary filtering]. Moscow, Minneftprom Publ., 1989. 35 p.
- Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion. *Society of Petroleum Engineers*, 1977, no. 5, pp. 8–15.
- Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F., Aston M. Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids. *Society of Petroleum Engineers*, 2000, no. 2, pp. 3–8.
- Kaeuffer M. Determination de L'Optimum de Remplissage Granulometrique et Quelques Proprietes S'y Rattachant. *International Journal of Engineering*, 2019, no. 5, pp. 794–798.
- Vickers S., Cowie M., Jones T. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations. *AADE Fluids Conference*. Houston, Texas, April 11–12, 2006. No. 16, pp. 9–15.
- Levinson L.M., Agzamov F.A., Konesev V.G., Mukhametov F.H. *Tekhnologiya bureniya gorizontalnykh skvazhin* [Technology of drilling the horizontal wells]. Ufa, Monografiya Publ., 2019. 318 p.
- King F.H. Principles and conditions of the movement of groundwater. *U.S. Geological Survey. 19th Annual Report*. P. 2. 1898. pp. 59–297.
- Xiong Wei, Lei Qun, Gao Shusheng, Hu Zhiming, Xue Hui. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low-permeability reservoirs. *Petroleum exploration and development*, 2009, vol. 36, no. 2, pp. 232–236.
- Nekrasova I.L. Improvement of the criteria for assessing the quality of hydrocarbon-based muds in terms of geological conditions of their use. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining*, 2018, vol. 18, no. 2, pp. 129–139. In Rus.
- Kurbanov Ya.M., Zaykovskaya T.V., Cheremisina N.A., Kurbanov G.Ya., Kuprin N.V. National systems of emulsion drilling solutions (EDS) for wells drilling and productive formations opening in complex geological conditions. *Journal: Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2019, no. 4, pp. 24–30. In Rus.
- Gaibnazarov S.B. Development of new chemical reagents for drilling on the basis of polysaccharides. *Journal: Chemical industry*, 2018, vol. 95, no. 6, pp. 299–303. In Rus.
- Dalmazzone Ch., Audibert A., Quintero L., Jones T., Dewattines C., Janssen M. Optimizing filtrate design to minimize in-situ and wellbore damage to water-wet reservoirs during drill-in. *Society of Petroleum Engineers*, 2004, no. 01, pp. 12–20.
- Zhang H., Marinescu P., Foxenberg W. Unique flow-back chemistry for enhancing productivity of low-permeability reservoir. *Society of Petroleum Engineers*, 2012, no. 07, pp. 1–8.

14. Rane J.P., Liang Xu. Monitoring residual surfactant in the flow-back and produced water: A way forward to improve well productivity. *Society of Petroleum Engineers*, 2014, no. 03, pp. 9–15.
15. Penny G.S., Pursley J.Th. Field studies of drilling and completion fluids to minimize damage and enhance gas production in unconventional reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 2007, no. 06, pp. 32–38.
16. Zelenev A.S., Hui Zhou, Linda Ellena, Penny G.S. Microemulsion-assisted fluid recovery and improved permeability to gas in shale formations. *Society of Petroleum Engineers*, 2010, no. 2, pp. 12–16.
17. Petrov N.A. Primenenie kompleksnogo reagenta SNPH PKD-515 v neftegazovykh protsessakh [Application of complex agent SNPH PKD-515 in oil and gas processes]. *Neftegazovoe delo*, 2007, no. 2, pp. 1–11.
18. Petrov N.A., Sultanov V.G., Davydova I.N., Konesev V.G. *Povyshenie kachestva pervichnogo i vtorichnogo vskrytiya neftyanukh plastov* [Improvement of quality of primary and secondary opening of oil reservoirs]. St-Petersburg, Nedra Publ., 2007. 544 p.
19. Konesev V.G., Rogachev M.K., Korobov G.Yu., Teptereva G.A. Vozmozhnosti sokhraneniya produktivnosti skvazhin na etape ikh stroitelstva [Possibilities of maintaining productivity of wells at the stage of their construction]. *Materialy III Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Burenie skvazhin v oslozhnennukh usloviyakh* [Materials of the III International Scientific and Practical Conference. Drilling Wells in Complicated Conditions]. St.-Petersburg, St.-Petersburg Mining University Publ., 2018. pp. 57–59.
20. Baykov V.A., Kolonsky A.V., Makatrov A.K., Politov M.E., Telin A.G. Nelineynaya filtratsiya v nizkopronizaemykh kollektorakh. Laboratornye filtratsionnye issledovaniya kerna Priobskogo mestorozdeniya [Nonlinear filtration in low-permeable collectors. Laboratory filtration investigations of Priobskoe field]. *Vestnik OA ONK «Rosneft»*, 2013, no. 2, pp. 4–7.

Received: 22 October 2020.

Information about the authors

Vasily G. Konesev, Cand. Sc., expert, Gazpromneft NTC LLC.

Irina A. Chetvertneva, Cand. Sc., head of Volga-Ural Region LLC «Service Center SBM».

Galina A. Teptereva, Dr. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technical University.