

УДК 622.24

ИССЛЕДОВАНИЕ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ БИОПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Захаров Алексей Сергеевич¹,
asz23@tpu.ru

Минаев Константин Мадестович¹,
minaevkm@tpu.ru

Пестерев Алексей Викторович¹,
pesterev@tpu.ru

Боев Артем Сергеевич¹,
asboev@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью совершенствования существующих рецептур буровых растворов на водной основе, предназначенных для первичного вскрытия продуктивных горизонтов месторождений Западной Сибири. Использование таких буровых растворов для первичного вскрытия нефтяных пластов приводит к безвозвратному снижению проектного дебита скважины. Применение операций по интенсификации притока (гидроразрыва пласта) не всегда возможно в связи с наличием сложной геологической структуры залегающих продуктивных горизонтов (нефтяные пласты малой мощности, близость водоносных пластов). Для объективной оценки воздействия промывочных жидкостей на фильтрационно-емкостные свойства коллектора необходимым является проведение лабораторных испытаний, моделирующих пластовые условия, на керне с выявлением причин снижения проницаемости.

Цель: оценка влияния различных рецептур промывочных жидкостей на водной основе на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов.

Объекты: керновый материал – мелко- и среднезернистый однородный серый песчаник с признаками углеводородов, отобранный на месторождениях Западной Сибири; буровые растворы первичного вскрытия на водной основе.

Методы: изучение степени влияния различными буровыми растворами первичного вскрытия на фильтрационно-емкостные свойства продуктивного коллектора; оценка значений коэффициентов восстановления проницаемости керна в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым.

Результаты. Проведена оценка влияния различных рецептур промывочных жидкостей первичного вскрытия на изменение фильтрационно-емкостных свойств керна материала месторождений Западной Сибири; выявлены причины снижения коэффициента восстановления проницаемости; проведен ряд исследований по оценке реологических и технологических параметров буровых растворов.

Ключевые слова:

Первичное вскрытие пласта, коэффициент восстановления, буровые растворы, керн, нефтяная скважина.

Введение

На данный момент большинство эксплуатационных нефтедобывающих скважин Западной Сибири вступают в позднюю стадию разработки. Для сохранения уровня добычи недропользователи вынуждены приступать к освоению месторождений, которые характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) продуктивного коллектора. В связи с этим необходимо уделять особое внимание качеству бурового раствора (БР) для вскрытия продуктивного горизонта с целью сохранения естественных фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) [1].

В настоящее время буровой раствор, целью применения которого является качественное вскрытие продуктивных горизонтов, представляет собой сложную поликомпонентную систему с уникальными свойствами, позволяющими применять такие системы в сложных горно-геологических условиях, в том числе при бурении протяженных горизонтальных участков скважины [2, 3]. Наибольшее применение при бу-

рении наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин, а также при вскрытии продуктивных пластов на нефтяных месторождениях находят безглинистые системы буровых растворов на водной основе [4–7]. Однако применение растворов первичного вскрытия, дисперсионной средой которых является подготовленная вода, может приводить к нарушению гидродинамической связи нефтяного пласта со скважиной в результате:

- засорения твердой дисперсной фазой бурового раствора порового пространства коллектора;
- повышения водонасыщенности в ПЗП при фильтрации дисперсионной среды бурового раствора;
- набухания диспергирующих глин в составе вмещающих пород;
- образования нерастворимых осадков при взаимодействии пластовых флюидов с фильтратом бурового раствора, образование водонефтяных эмульсий.

Влияние данных факторов при первичном вскрытии необратимо снижает нефтяной дебит разрабатываемого объекта [8–10]. Однако если освоение сква-

жин заканчивается креплением эксплуатационной колонны с последующей перфорацией или проведением работ по интенсификации притока (например, гидро-разрыв пласта), выбор типа бурового раствора для первичного вскрытия не носит принципиальный характер. В этом случае чаще всего применяют безглинистые полимеркарбонатные растворы, имеющие в своем составе ксантановую смолу, обеспечивающую необходимый реологический профиль течения буровых растворов первичного вскрытия, а также комплекс модифицированных и синтетических полимерных реагентов для контроля фильтрации и инкапсулирования выбуренного шлама [11]. Используемые в таких растворах полимерные реагенты устойчивы к деструкции в пластовых условиях и могут необратимо засорять ПЗП. Однако проведение ГРП или применение других способов интенсификации может снизить негативное влияния загрязнителей.

При строительстве скважин с горизонтальным участком, в котором обсадная колонна заканчивается нецементируемым хвостовиком, применяются биополимерные буровые растворы на водной основе (БПРВ) с биоразлагаемыми компонентами и низким содержанием твердой фазы [12–14]. Тем не менее применяемые в настоящее время БР не обеспечивают в полной мере сохранение проницаемости ПЗП.

Объектом исследований в настоящей работе выбрано месторождение Западной Сибири. Нефте-содержащие породы залегают преимущественно в горизонтах верхней (Ю1 и Ю2), средней (Ю3 и Ю4) и нижней (Ю5 и Ю6) юры Васюганской свиты, представленных песчано-алевритовыми коллекторами.

Целью настоящей работы является оценка эффективности применения БР различной рецептуры на водной основе и их влияние на ФЕС коллектора.

Для исследования были выбраны следующие БР: ингибированный полимеркарбонатный (ИПК, inhibited polymer carbonate – IPC), биополимерный ингибированный (БИ, biopolymer inhibited – BI), биополимерный ингибированный с сульфированным асфальтом (БИА, biopolymer inhibited sulfonated asphalt – BIA). Состав модельных буровых растворов сформирован согласно проектной документации на строительство скважин (табл. 1).

Таблица 1. Рецептуры буровых растворов первичного вскрытия

Table 1. Drilling fluids for primary opening

Компонент бурового раствора Component of drilling fluid	Концентрация Concentration, %		
	ИПК/IPC	БИ/BI	БИА/BIA
Каустическая сода/Soda ash	0,05	0,05	0,05
Хлорид калия/KCl	24	24	24
Камедь ксантановая/XC polymer	0,45	0,40	0,40
Полиакрилат натрия Sodium polyacrylate	0,6	–	–
Крахмал/Starch	–	1	1
Понижитель трения/Grase	0,5	–	–
Инкапсулятор/Encapsulator	0,03	–	–
Карбонат кальция Calcium carbonate	3	5	5
Сульфированный асфальт Sulfated asphalt	–	–	1

Исследование биополимерного раствора с добавкой сульфированного асфальта обусловлено работами [15, 16], в которых показано, что использование асфальта в составе промывочной жидкости позволяет эффективно сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта на уровне, сопоставимом с результатами применения растворов на углеводородной основе. Однако анализ промысловых данных показывает, что введение данных компонентов в состав буровых растворов усложняет вывод скважины на запланированный дебит. Поэтому для оценки эффективности применения асфальтов в составе буровых растворов первичного вскрытия проведено сравнительное исследование исходного биополимерного раствора и с добавкой сульфированного асфальта.

Ряд выбранных для исследования БР дополнен модифицированным биополимерным раствором (БИМ), разработанным в Научно-образовательном центре нефтегазовой химии и технологии Инженерной школы природных ресурсов ТПУ. Особенностью данного бурового раствора является способность формировать на стенке скважины фильтрационную корку, препятствующую фильтрации водной фазы бурового раствора, но в то же время при вызове притока обеспечивающую высокую фазовую проницаемость по нефти, что повышает скорость вывода скважины на режимные параметры и минимизирует затраты на ее освоение [17].

Технологические параметры бурового раствора

Исследование технологических параметров БР проводилось согласно стандартам API 13B-1 (ГОСТ 33213-2014) на оборудовании производства OFI Testing Equipment (OFITE). Реологические параметры БР получены с использованием ротационного вискозиметра, модель 900. Для измерения статического показателя фильтрации при стандартных условиях применялся фильтр-пресс низкого давления и температуры (low temperature low pressure (LTLP)), для получения данных при пластовой температуре – фильтр-пресс (high temperature high pressure (HTHP)). Исследование набухаемости кернового материала проводили на тестере линейного набухания. Межфазное натяжение между фильтратом бурового раствора и пластовой нефтью измерялось на тензиометре KRUSS GmbH. Все рецептуры исследуемых буровых растворов максимально унифицировали по плотности, pH и показателю фильтрации при стандартных условиях. Технологические и фильтрационные свойства буровых растворов представлены в табл. 2.

Минимальная фильтрация при повышенной температуре наблюдается для бурового раствора с добавлением сульфированного асфальта, что можно объяснить размягчением органического коагулянта в данных условиях. Уплотнение фильтрационной корки связано с уменьшением количества пор и трещин, обеспечивающих прохождение фильтрата бурового раствора.

Реологические свойства исследуемых буровых растворов, представленные на рис. 1, имеют близкие значения пластической вязкости и динамического напря-

жения сдвига как при стандартных условиях, так и при пластовой температуре. Статическое напряжение сдвига (СНС) определяет способность удержания шлама и кольматанта во взвешенном состоянии после остановки циркуляции, а вязкость при низкой скорости сдвига (ВНСС) – очистку ствола скважины и транспортировку твёрдой фазы в условиях низких скоростей течения, реализуемых при бурении горизонтальных и наклонно направленных скважин.

Таблица 2. Основные технологические и фильтрационные параметры буровых растворов первичного вскрытия пластов

Table 2. Main technological and filtration parameters of the drilling fluids for primary formation penetration

Буровой раствор Drilling fluid	Условная вязкость, с Conditional viscosity, c	Плотность, г/см ³ Density, g/ml	pH, ед./un	Толщина корки, мм Mud cake thickness, mm	Межфазное напряжение, мН/м Interfacial tension, mN/m	Показатель фильтрации API, см ³ Filtration rate API, ml	
						25 °С	90 °С
ИПК/ЛРС	68	1,17	8,5	1	6,85	8,3	17,2
БИ/В1	56	1,16	9,5	<1	6,21	5,2	13,0
БИА/В1А	83	1,16	9,5	<1	6,37	5,6	11,6
БИМ/В1М	64	1,16	9,4	<1	6,01	6,0	15,6

Анализ результатов показал, что параметры СНС и ВНСС при повышении температуры (рис. 1, с) для всех типов буровых растворов значительно снижаются, однако при этом системы ИПК и БИМ обеспечивают максимальное сохранение СНС (40–50 % от значений при 25 °С) и ВНСС, что является положительным качеством данных систем БР.

Фильтрационные исследования

Образцы керна подготавливались в соответствии с ГОСТ 26450.0-85. КERN от остатков углеводородов очищался толуолом. Затем образцы сушились в вакуумном термощкафу при температуре 105 °С до постоянного веса. Далее образцы насыщались пластовой водой в сатураторе с последующим заданием остаточной водонасыщенности на центрифуге в пересчете на давление вытеснения 1 МПа. Образцы керна с остаточной водонасыщенностью помещались в керосин, где они хранились до проведения фильтрационных испытаний. Петрофизические характеристики коллекции керна представлены в табл. 3.

Таблица 3. Основные петрофизические характеристики образцов керна

Table 3. Basic petrophysical characteristics of core samples

Буровой раствор/ номер образца керна Drilling fluid/core sample number	Длина Length	Диаметр Diameter	$k_{пр\ газ} \cdot 10^{-3}$, мкм ² $k_{perm\ gas} \cdot 10^{-3}$, μm ²	φ	K_v K_w	$V_{пор}$, мл V_{por} , ml
ИПК/27430	3,28	2,99	17,5	17,0	29,4	3,84
БИ/27426	3,31	2,99	20,5	17,2	28,7	3,93
БИА/27412	3,16	2,99	23,0	17,2	28,8	3,74
БИМ/27385	3,29	3,00	16,0	16,9	28,7	3,86

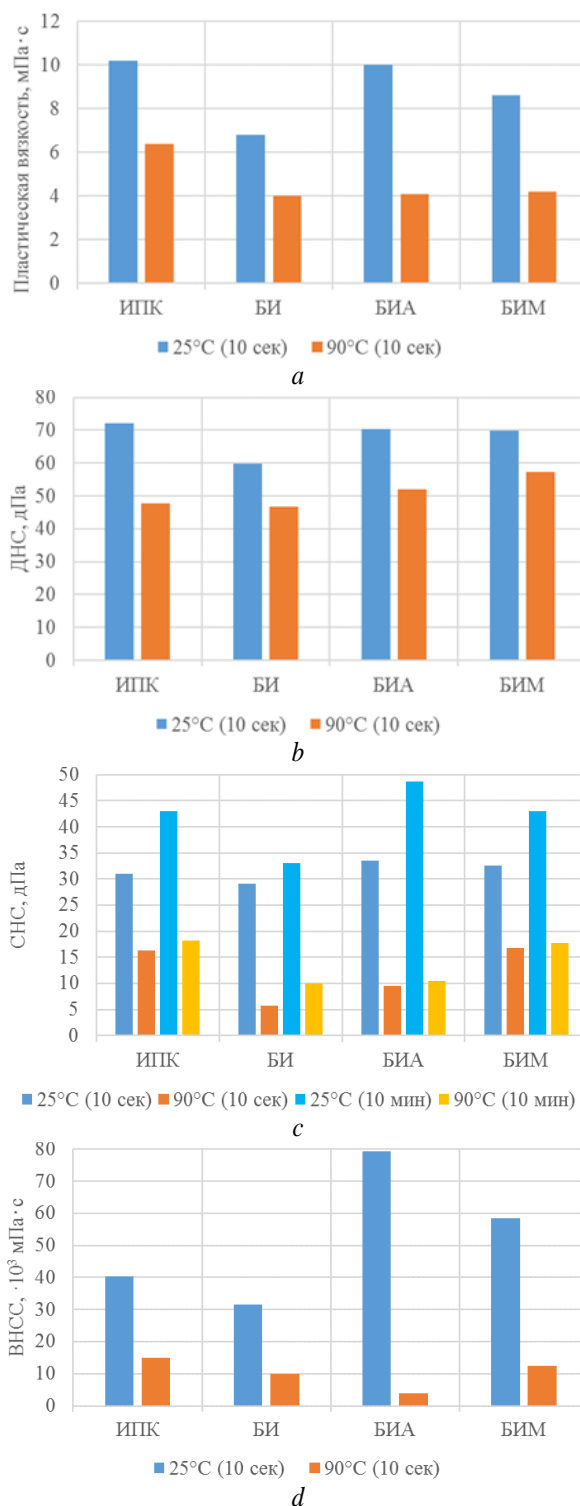


Рис. 1. Вязкость и напряжение сдвига БР: а) пластическая вязкость (ПВ); б) динамическое напряжение сдвига (ДНС); в) СНС за 10 с/10 мин; г) ВНСС

Fig. 1. Viscosity and shear stress of drilling fluid: а) plastic viscosity; б) yield point; в) gel strength 10s/10 min; г) low shear viscosity

Фильтрационные эксперименты проводились в условиях, моделирующих термобарические объекта разработки, на фильтрационной установке типа УИПК. Дизайн фильтрационного эксперимента

включает в себя несколько этапов. Нефтенасыщенная модель пласта выдерживалась в термобарических условиях не менее 16 часов для восстановления смачиваемости породы. Через образец керн прокачивали нефть на трех расходах до стабилизации перепада давления на каждом режиме. Зависимость перепада давления на образце от расхода аппроксимировали линейной функцией, и по закону Дарси рассчитывали эффективную проницаемость по нефти до воздействия бурового раствора. Вскрытие продуктивного пласта моделировали в два этапа. Вдоль выходного (относительно движения нефти) торца образца прокачивали буровой раствор на расходе 5 мл/мин, намывая фильтрационную корку. На втором этапе моделировали репрессию на пласт, прокачивая буровой раствор в направлении, противоположном движению нефти (из скважины в пласт), на постоянном расходе 0,1 мл/мин до достижения перепада давления на образце 30 атм. После насос переводился в режим поддержания давления, и перепад на образце удерживался не менее 16 часов.

На следующем этапе определяли давление отрыва корки бурового раствора от стенки скважины. На расходе 0,01 мл/мин прокачивали нефть в прямом направлении (из пласта в скважину) до перегиба профиля перепада давления на образце. Максимальное значение перепада давления принималось за минимальное давление, необходимое для начала движения флюида в поровом пространстве.

Освоение скважины моделировалось в режиме поддержания перепада давления на образце. Первый перепад составлял 0,05 МПа на образец, что соответствует градиентам давления, развиваемым в ПЗП объекта разработки при освоении скважины [18]. Нефть прокачивали до стабилизации расхода. Далее каждый последующий перепад на образце удваивали, тем самым моделируя форсированные отборы жидкости. Для каждого режима рассчитывалась эффективная проницаемость по нефти после воздействия бурового раствора. Коэффициент восстановления проницаемости определяли как отношение проницаемости по нефти после бурового раствора к проницаемости до вскрытия пласта.

Таблица 4. Проницаемость по нефти и давление отрыва корки бурового раствора в фильтрационных испытаниях

Table 4. Oil permeability and mud-cake breakout pressure in filtration tests

Буровой раствор/ номер образца керн Drilling fluid/core sample number	$k_{пр\ нефть, до}$ 10^{-3} мкм^2 $k_{perm\ oil\ before}$ $10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$	$k_{пр\ нефть\ после}$ 10^{-3} мкм^2 $k_{perm\ oil\ after}$ $10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$			Градиент давления отрыва корки БР, МПа/м DF breakout pressure gradient, MPa/m
		$dp=0,05$	$dp=0,10$	$dp=0,20$	
		МПа/МПа			
ИПК (ИРС)/27430	12,12	0,51	1,01	2,26	3,99
БИ (БИ)/27426	19,06	1,41	2,41	4,10	2,87
БИА (БИА)/27412	20,42	0,85	1,58	2,78	4,75
БИМ (БИМ)/27385	11,96	0,99	1,99	3,95	3,04

Для всех буровых растворов установлены низкие значения эффективной проницаемости по нефти после воздействия БР (табл. 4). Это связано с негативными процессами, протекающими в ПЗП, указанными выше. Для ранжирования вклада каждого фактора в снижение проницаемости проведен ряд дополнительных экспериментов. Следует отметить, что введение в состав БР сульфированного асфальта привело к повышению минимального градиента давления, при котором начинается движение флюидов в ПЗП, что связано с адгезией асфальтенов на стенках пор.

Несовместимость фильтрата бурового раствора с пластовыми флюидами

Ухудшение коллекторских свойств пласта может происходить в результате проникновения фильтрата промывочной жидкости в ПЗП с образованием нерастворимых осадков и эмульсий [19]. Поэтому была проведена серия экспериментов на совместимость фильтратов исследуемых БР с пластовой водой и нефтью. Анализ полученных результатов (табл. 5) показал, что флюиды совместимы при комнатной и пластовой температурах, и данный фактор не является основной причиной снижения эффективной проницаемости по нефти.

Таблица 5. Совместимость фильтрата БР с горными флюидами

Table 5. Compatibility of DF filtrate with fluids

Буровой раствор Drilling fluid	Фильтрат БР + пластовая нефть 25/90 °С Filtrate DF + oil 25/90 °С	Фильтрат БР + пластовая вода 25/90 °С Filtrate DF + water 25/90 °С
ИПК/ИРС	П/П Т/Т	П/П Т/Т
БИ/БИ	П/П Т/Т	П/П Т/Т
БИА/БИА	П/П Т/Т	П/П Т/Т
БИМ/БИМ	П/П Т/Т	П/П Т/Т

Примечание: П – раствор остается прозрачным, без образования осадка/эмульсии.

Note: T – the solution remains clear, no sediment/emulsion formation.

Набухание глинистой фракции керна

При бурении скважины фильтрат промывочной жидкости под действием репрессии проникает в продуктивную толщу коллектора, пептизируя глинистые частички, находящиеся в порах. Последние, в свою очередь, увеличиваясь в размерах, плотно закупоривают поровое пространство, тем самым безвозвратно снижая продуктивный потенциал пласта-коллектора [20].

Исследования ингибирующих свойств рассматриваемых БР были проведены на цилиндрах, сформированных из дезинтегрированного керна. Предварительно керн измельчался в керамической ступке, просеивался через набор сит для отделения фракции 1 мм. Полученные навески высушивали в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянной массы. Формование цилиндров проводилось на гидравличе-

ском компакторе OFITE. Результаты исследования представлены на рис. 2.

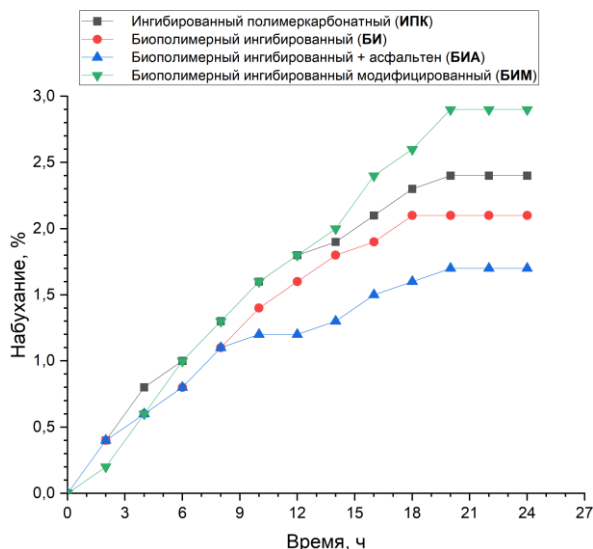


Рис. 2. Степень набухания кернового материала
 Fig 2. Swelling rate of core material

В течение 20 часов наблюдается монотонный рост объема испытуемых образцов, не превышающий 5%. С увеличением времени выдержки образцов наблюдается стабилизация кривых набухания (выход на плато), что обусловлено либо незначительным количеством глин в керне, либо выраженными ингибирующими свойствами исследуемых буровых растворов. Таким образом, набухание глинистой фракции не влияет на снижение проницаемости по нефти.

Засорение порового пространства коллектора твердой фазой бурового раствора

Влияние твердой фазы на засорение порового пространства коллектора можно оценить по результатам исследований, полученных при разработке БР БИМ. Фильтрационные испытания проводились на фильтр-прессе при комнатной и пластовой температурах. На первом этапе буровой раствор фильтровался через бумажный фильтр для создания фильтрационной корки. На втором этапе пластовую нефть фильтровали через получившуюся корку при тех же условиях, имитируя приток в скважину.

Система БР БИМ специально сконструирована для формирования на стенке скважины фильтрационной корки, проницаемой для углеводородов. Представленные в табл. 6 результаты демонстрируют, что стандартные системы БР (ИПК и БИ) не пропускают нефть как при нормальной, так и повышенной температуре, в то время как фильтрационная корка БР БИМ при температуре 90 °С обеспечивает свободное прохождение углеводородов.

Поскольку применение БР БИМ в фильтрационном эксперименте на керне также не привело к получению удовлетворительного коэффициента восстановления ($\beta < 0,7$), можно косвенно полагать, что засорение порового пространства не является основной причиной снижения проницаемости по нефти.

Таблица 6. Влияние фильтрационной корки на фильтрацию нефти

Table 6. Filter cake effect on oil filtration

Буровой раствор Drilling fluid	Фильтрация БР в «прямом» направлении «Forward» filtration of drilling fluid	Фильтрация флюида в «обратном» направлении «Opposite» filtration of mud	cm ³ /cm ³			
			25 °C		90 °C	
			ИПК/IPC	БИ/BI	БИА/BIA	БИМ/BIM
	8,3	0,0	17,2	0,4		
	5,2	0,4	13,0	2,0		
	5,6	0,6	11,6	2,8		
	6,0	12,0	15,6	194,4		

Образование в призабойной зоне пласта области повышенной водонасыщенности

Для месторождений, характеризующихся гидрофильным характером смачиваемости продуктивных пластов, при проникновении фильтрата БР в ПЗП увеличивается текущая водонасыщенность, тем самым формируется эффект «водной блокады» в виде рыхлосвязанной воды за счет капиллярных и поверхностных сил. Согласно работам [21, 22], рыхлосвязанная вода располагается в виде многослойных пленок, покрывающих стенки фильтрующих пор и прочносвязанную воду, а нефть, как не смачивающая фаза, движется по центру фильтрующих пор. В процессе капиллярной пропитки нефть также оттесняется из мелких и средних пор в более крупные. В работах [23–25] механизм снижения проницаемости ПЗП описывается уменьшением эффективной пористости.

Для проверки фактора водной блокады после фильтрационных испытаний определяли конечную водонасыщенность образцов керна на аппарате Дина-Старка (табл. 7). Текущая водонасыщенность выросла на 10–12 % при кратном снижении проницаемости для всех рассматриваемых БР.

Таблица 7. Водонасыщенность образцов керна после фильтрационных испытаний

Table 7. Water saturation of core samples after filtration tests

Буровой раствор/номер образца керна Drilling fluid/core sample number	$K_{вв}/K_{wf}$, %
ИПК (IPC)/27430	39,1
БИ (BI)/27426	37,0
БИА (BIA)/27412	40,1
БИМ (BIM)/27385	38,9

На рис. 3 представлена зависимость коэффициента восстановления проницаемости β от относительного прироста водонасыщенности δ_v образца керна после фильтрационных испытаний. Наблюдается устойчивый тренд к снижению β с ростом относительной водонасыщенности для всех БР за исключением БР БИМ. Как функциональную зависимость, построенный тренд можно рассматривать только для режима фильтрации $dp=0,20$ МПа. Для двух других режимов

(0,05 и 0,10 МПа) тренды следует рассматривать как качественные кривые, описывающие тенденцию, т. к. на этих режимах не определялась текущая водонасыщенность.

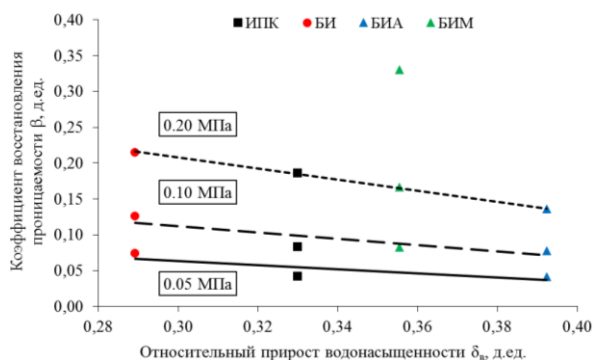


Рис. 3. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от относительного прироста водонасыщенности образца ядра

Fig. 3. Dependence of the permeability recovery factor on the relative increase in water saturation of the core sample

Повышение градиента давления в ПЗП приводит к выносу рыхлосвязанной воды из фильтрующих пор, а также к вовлечению в фильтрацию средних и мелких пор за счет превышения напорных сил над капиллярными. Однако применение форсированных отборов на скважине может не дать таких результатов, как в лабораторном эксперименте, из-за подтягивания конуса подошвенной воды. Поэтому при оценке эффективности БР, как основной рассматривается только коэффициент восстановления проницаемости, достигнутый при перепаде 0,05 МПа. При этом перепаде давления для всей линейки БР β не превысил 0,1. Таким образом, основной причиной снижения коэффициента восстановления

проницаемости по нефти является повышение текущей водонасыщенности в ПЗП.

Заключение

1. Для всех рассмотренных модельных композиций буровых растворов, применяемых и перспективных к применению на месторождениях Западной Сибири, определены низкие коэффициенты восстановления проницаемости.
2. Применение асфальтенов в составе биополимерных буровых растворов неэффективно для повышения коэффициента восстановления проницаемости.
3. Наибольший коэффициент восстановления проницаемости наблюдается при применении модифицированного биополимерного раствора, разработанного в Научно-образовательном центре нефтегазовой химии и технологии Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета.
4. Набухание глин в керновом материале и несовместимость фильтрата бурового раствора с пластовыми флюидами не являются значимыми факторами снижения коэффициента восстановления проницаемости.
5. Доказано, что основной причиной низких значений проницаемости по нефти является повышение водонасыщенности в призабойной зоне пласта. Вероятно, водная блокада является общим фактором падения проницаемости для гидрофильных низкопроницаемых коллекторов. Снижения водонасыщенности в призабойной зоне можно достичь введением в состав бурового раствора на водной основе поверхностно-активных веществ, регулирующих смачиваемость породы и снижающих межфазное натяжение на границе фильтрата бурового раствора с нефтью.
9. Investigation of the effects of sample handling procedures on references shale properties, Montreal / H.M.R. Santos, A. Diek, J.C. Roegiers, S.A.B. da Fontoura // Proc. of the 2nd North American Rock Mechanics Symposium. – Montreal, 1996. – V. 1. – P. 951–958.
10. Уляшева Н.М., Дуркин В.В., Михеев М.А. Кольматация призабойной зоны пласта технологическими жидкостями при строительстве скважин // Булатовские чтения. – Краснодар: ИД «Юг», 2021. – № 1. – С. 398–400.
11. Дедусенко Г.Я., Иванников В.И., Липкес М.И. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы. – М.: Изд-во «Недра», 1985. – 160 с.
12. Высокоингибирующий экологически безопасный буровой раствор для бурения горизонтальных скважин / О.А. Лушпеева, Г.Б. Проводников, И.В. Лодина, Л.П. Вахрушев, В.П. Полищученко // Бурение скважин. – 2007. – № 9. – С. 46–49.
13. Milas M., Rinando M. Conformational investigation of the bacterial polysaccharide xantan // Ibid. – 1979. – № 1. – P. 189–196.
14. Carboxymethylhydroxyethyl cellylose in drilling worker and cplomesion fluids: Patent. USA № 4239629, CO9 K7/02; Publ. 16.02.1980.
15. Чеславский Я.В. Совершенствование технологии вскрытия терригенных коллекторов горизонтальными скважинами с применением биополимерных буровых растворов: дис. ... канд. техн. наук. – Ухта, 2012. – 125 с.
16. Термостойкий биополимерный буровой раствор: пат. Рос Федерация, № 2711222, заявл. 15.11.18; опубл. 15.11.20. – Бюл. № 2. – 8 с.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / В.П. Овчинников, Ф.А. Агзамов, Т.О. Акбулатов, Р.Х. Санников. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 560 с.
2. Глазко В.И. Использование раствора FLO PRO NT для первичного вскрытия продуктивного пласта наклонно-направленной с горизонтальным окончанием нефтяной добывающей скважины // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 39–41.
3. Blok L. New mud systems gels fild trial // Oil and Gas. – 1982. – № 9. – V. 80. – P. 79–82.
4. Мильвович Р.А. Применение биополимерного бурового раствора при первичном вскрытии продуктивного горизонта // Ломоносовские научные чтения студентов, аспирантов и молодых ученых. – Архангельск: САФУ, 2019. – С. 267–270.
5. Курбанов Х.Н. Буровые растворы для сохранения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при первичном вскрытии пласта // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 3. – С. 18–22.
6. Enright D.P., Dye B.M. New fluid sistem substitutes for oil-based fluids // World Oil. – 1991. – № 3. – P. 92–95.
7. Nance W.B. How to select oil mud applications // Petroleum engineering Jawaharlal Nehru Technological University Hyderabad. – January 1984. – V. 56. – P. 30–38.
8. Corlev W.T., Patlon G.T. Clear fluids they are not always notdamaging // World Oil. – 1984. – V. 199. – № 6. – P. 66–69.

17. Захаров А.С., Абраменкова Е.А., Минаев К.М. Совершенствование рецептур блок-пачек, применяемых при глушении продуктивных пластов // Нефтепромысловая химия: VII Международная научно-практическая конференция. – М.: НИ РГУ, 2020. – С. 19–21.
18. Подход к оценке влияния жидкостей глушения на водной основе с добавками ПАВ на керн низкопроницаемых терригенных коллекторов на примере Лугинецкого НГКМ / В.В. Евсеев, О.В. Гаврилюк, О.В. Глазков, Д.Н. Мезенцев, А.А. Терентьев, О.Т. Мусин // Практические аспекты нефтепромысловой химии: II Всероссийская научно-практическая конференция. – Уфа, 2012. – С. 35–37.
19. Кошелев В.Н. Научные и методические основы разработки и реализации технологии качественного вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях: дис. ... канд. техн. наук. – Краснодар, 2004. – 402 с.
20. Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and properties of drilling and completion fluids. 5th ed. – Houston; London; Paris; Zurich; Tokyo: Gulf Publ. Company, 1979. – 643 p.
21. Демахин С.А., Демахин А.Г., Губанов В.Б. Изучение влияния гидрофобизирующих составов на водонасыщенность и проницаемость призабойной зоны нефтяного пласта // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 6. – С. 25–28.
22. 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.
23. Никитин В.И., Милькова С.Ю., Мясников Д.Ю. Определение остаточной насыщенности фильтратом буровой промывочной жидкости призабойной зоны пласта // Булатовские чтения. – Краснодар: ИД «Юг», 2020. – Т. 3. – С. 261–263.
24. Никитин В.И., Нечаева О.А., Мозговой Г.С. Анализ результатов эксперимента по определению насыщенности фильтратом промывочной жидкости образца ядерного материала // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 2. – С. 11–13.
25. 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.

Поступила 08.04.2022 г.

Информация об авторах

Захаров А.С., аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Минаев К.М., кандидат химических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Пестерев А.В., кандидат физико-математических наук, инженер научно-образовательного центра «Нефтегазовой химии и технологии» Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Боев А.С., кандидат химических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.24

INFLUENCE OF THE COMPOSITION OF BIOPOLYMER DRILLING FLUIDS ON THE QUALITY OF EXPOSURE OF PRODUCTIVE LAYERS OF THE WESTERN SIBERIA

Alexey S. Zakharov¹,
asz23@tpu.ru

Konstantin M. Minaev¹,
minaevkm@tpu.ru

Alexey V. Pesterev¹,
pesterev@tpu.ru

Artem S. Boev¹,
asboev@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance of the study is caused by the need to improve the existing formulations of water-based drilling fluids for the primary opening of the productive reservoir of the Western Siberia. The use of such drilling fluids for the initial opening of oil reservoirs leads to an irreversible decrease in the design flow rate of the well. Application of stimulation operations (hydraulic fracturing) is not possible due to the presence of a complex geological structure of productive horizons (oil reservoirs of low thickness, the proximity of bottom water). To assess the impact of flushing fluids on the reservoir properties, it is necessary to conduct laboratory tests simulating reservoir conditions on a core to identify the reasons for the decrease in permeability.

Purpose: to assess the effect of various formulations of water-based flushing fluids on the reservoir properties of productive reservoirs.

Objects: core material – fine- and medium-grained homogeneous gray sandstone with signs of hydrocarbons, water-based primary drilling fluids.

Methods: study of the degree of influence of various opening drilling fluids on the reservoir properties of a productive reservoir; assess of the values of the recovery factor of the core permeability in thermobaric conditions, as close as possible to the reservoir ones.

Results. The authors assessed the influence of flushing fluids of primary opening on the change in the filtration-capacity properties of the core material collected from the Western Siberia; determined the reasons for the decrease in the permeability recovery factor; carried out a number of studies to assess the rheological and technological parameters of drilling fluids.

Key words:

Primary opening of the reservoir, recovery factor, drilling fluid, core, oil well.

REFERENCES

- Ovchinnikov V.P., Agzamov F.A., Akbulatov T.O., Sannikov R.Kh. *Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Oil and gas well drilling technology]. Tyumen, TIU Publ., 2017. 560 p.
- Glazko V.I. Ispolzovanie rastvora FLO PRO NT dlya pervichnogo vskrytiya produktivnogo plasta naklonno-napravlennoy s gorizontalmym okonchaniem neftyanoy dobyvayushchey skvazhiny [The use of FLO PRO NT solution for the primary opening of a productive formation of a deviated oil production well with a horizontal end]. *Opyt, aktualnye problemy i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa* [Experience, current problems and prospects for the development of the oil and gas complex]. Tyumen, TIU Publ., 2018. pp. 39–41.
- Blok L. New mud systems gels field trial. *Oil and Gas*, 1982, vol. 80, no. 9, pp. 79–82.
- Milvovich R.A. Primenenie biopolimernogo burovogo rastvora pri pervichnom vskrytii produktivnogo gorizonta [The use of biopolymer drilling mud during the initial opening of the productive horizon]. *Lomonosovskie nauchnye chteniya studentov, aspirantov i molodykh uchenykh* [Lomonosov scientific readings of students, graduate students and young scientists]. Arkhangel'sk, SAFU Publ., 2019. pp. 267–270.
- Kurbanov Kh.N. Burovye rastvory dlya sokhraneniya filtratsionno-emkostnykh svoystv kollektora pri pervichnom vskrytii plasta [Drilling fluids to preserve the reservoir properties of the reservoir during the initial opening of the reservoir]. *Inzhener-neftyanik*, 2016, no. 3, pp. 18–22.
- Enright D.P., Dye B.M. New fluid sistem substitutes for oil – based fluids. *World Oil*, 1991, no. 3, pp. 92–95.
- Nance W.B. How to select oil mud applications. *Petroleum engineering Jawaharlal Nehru Technological University Hyderabad*, 1984, vol. 56, no. 1, pp. 30–38.
- Corlev W.T., Patlon G.T. Clear fluids they are not always notdamaging. *World Oil*, 1984, vol. 199, no. 6, pp. 66–69.
- Santos H.M.R., Diek A., Roegiers J.C., Da Fontoura S.A.B. Investigation of the effects of sample handling procedures on references shale properties, Montreal. *Proceedings of the 2nd North American RockMechanics Symposium*. Montreal, 1996. Vol. 1, pp. 951–958.
- Ulyasheva N.M., Durkin V.V., Mikheyev M.A. Kolmatatsiya prizaboynoy zony plasta tekhnologicheskimi zhidkostyami pri stroitelstve skvazhin [Colmatation of bottomhole formation zone with process fluids during well construction]. *Bulatovskie chteniya* [Bulatov readings]. Krasnodar, Yug Publ. house, 2021. No 1, pp. 398–400.
- Dedusenko G.Ya., Ivannikov V.I., Lipkes M.I. *Burovye rastvory s malym sodержaniem tverdogo fazy* [Low solids drilling fluids]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 160 p.
- Lushpeeva O.A., Provodnikov G.B., Lodina I.V., Vakhrushev L.P., Polishchuchenko V.P. Highly inhibiting environmentally friendly drilling fluid for drilling horizontal wells. *Drilling of the wells*, 2007, no. 9, pp. 46–49. In Rus.
- Milas M., Rinando M. Conformational investigation of the bacterial polysaccharide xantan. *Ibid.*, 1979, no. 1, pp. 189–196.
- Charles A. *Carboxymethylhydroxyethyl cellylose in drilling, worker and completion fluids*. Patent 4239629 USA, 1980.
- Cheslavsky Ya.V. *Sovershenstvovanie tekhnologii vskrytiya terrigenykh kollektorov gorizontalmymi skvazhinami s primeneniym biopolimernykh burovyykh rastvorov*. Dis. Kand. nauk [Improvement of the technology of drilling terrigenous reservoirs with horizontal wells using biopolymer drilling fluids. Cand. Diss.]. Ukhta, 2012. 125 p.
- Ishbaev G.G. *Termostoykiy biopolimerny burovoy rastvor* [Heat-resistant biopolymer drilling mud]. Patent RF, no. 2711222, 2020.
- Zakharov A.S., Abramenkova E.A., Minaev K.M. Sovershenstvovanie retseptur blok-pachek, primenyaemykh pri glushenii produk-

- ativnykh plastov [Improving the formulations of block-packs used for killing productive formations]. *VII Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Neftepromyslovaya khimiya* [VII International Scientific and Practical Conference. Oilfield Chemistry]. Moscow, NI RGU Publ., 2020. pp. 19–21.
18. Evseev V.V., Gavrilyuk O.V., Glazkov O.V., Mezentsev D.N., Terentev A.A., Musin O.T. Podkhod k otsenke vliyaniya zhidkostey glusheniya na vodnoy osnove s dobavkami PAV na kern nizkopronitsaemykh terrigennykh kollektorov na primere Luginetskogo NGKM [An approach to assessing the impact of water-based killing fluids with surfactant additives on the core of low-permeability terrigenous reservoirs using the example of the Luginetskoe oil and gas condensate field]. *II Vserossiyskaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Prakticheskie aspekty neftepromyslovoy khimii* [II All-Russian Scientific and Practical Conference. Practical Aspects of Oilfield Chemistry]. Ufa, 2012. pp. 35–37.
 19. Koshelev V.N. *Nauchnye i metodicheskie osnovy razrabotki i realizatsii tekhnologii kachestvennogo vskrytiya produktivnykh plastov v razlichnykh geologo-tekhnicheskikh usloviyakh*. Dis. Kand. nauk [Scientific and methodological foundations for the development and implementation of technology for high-quality penetration of productive strata in various geological and technical conditions. Cand. Diss.]. Krasnodar, 2004. 402 p.
 20. Darley H.C.H., Gray G.R. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. 5th ed. Houston, London, Paris, Zurich, Tokyo, Gulf Publ. Company, 1979. 643 p.
 21. Demakhin S.A., Demakhin A.G., Gubanov V.B. Izuchenie vliyaniya gidrofobiziruyushchikh sostavov na vodonasyschennost i pronitsaemost prizaboynoy zony neftyanogo plasta [Study of the influence of hydrophobic compositions on water saturation and permeability of the bottomhole zone of an oil reservoir]. *Neftepromyslovoe delo*, 2009, no. 6, pp. 25–28.
 22. 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.
 23. Nikitin V.I., Milkova S.Yu., Myasnikov D.Yu. Opreделение ostatochnoy nasyschennosti filtratom burovoy promyvochnoy zhidkosti prizaboynoy zony plasta [Determination of residual saturation by filtrate of drilling fluid in the bottomhole formation zone]. *Bulatovskie chteniya* [Bulatov readings]. Krasnodar, Yug Publ. house, 2020. pp. 261–263.
 24. Nikitin V.I., Nechaeva O.A., Mozgovoy G.S. Analysis of the results of the experiment to determine the saturation of the filtrate of the washing liquid of the core material sample. *Stroitelstvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2021, no. 2, pp. 11–13. In Rus.
 25. 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.

Received: 8 April 2022.

Information about the authors

Alexey S. Zakharov, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Konstantin M. Minaev, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Alexey V. Pesterev, Cand. Sc., engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Artem S. Boev, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.