ИЗОЛЯЦИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

ISOLATION OF WATER FLOWS IN THE DEPOSITS OF THE CHECHEN REPUBLIC

¹Халадов А.Ш., ²Булчаев Н.Д., ³Абумуслимов А.М.-Э., ⁴Назирова Т.А., ⁵Гребнев П.С.
¹Khaladov A.Sh., ²Bulchaev N.D., ³Abumuslimov A.M.-E., ⁴Nazirova T.A., ⁵Grebnev P.S.

¹Кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г.Грозный, Россия

²Кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г.Грозный, Россия

³Студент гр.НР-19-2 по профилю подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г.Грозный, Россия

⁴Студент гр.НР-19-2 по профилю подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Россия

⁵Студент группы МГЛ 19-01 горно-нефтяного факультета УГНТУ, г. Уфа, Россия

¹Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Drilling, Development and Operation of Oil and Gas Fields, GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

²Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Drilling, Development and Operation of Oil and Gas Fields, GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

³Student group NR-19-2 on the profile of training "Operation and maintenance of oil production facilities" GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Russia

⁴Student group NR-19-2 on the profile of training "Operation and maintenance of oil production facilities" GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

⁵Student of group MGL 19-01 of the Mining and Oil Faculty of USPTU, Ufa, Russia

Аннотация. Серьезной проблемой для разработки нефтяных месторождений является обводнение скважин. В результате разгерметизации скважин по разным причинам происходят заколонные перетоки, приводящие к коррозионному разрушению обсадных колонн и поступлению в ствол скважины сторонних вод. Необходимость проведения ремонтно-изоляционных работ приводит к длительным простоям скважин, недобору продукции и подорожанию продукции.

Авторами предложены технологические схемы изоляции водопритоков и направлению колонн.

Предложены эффективные тампонажные основы, которые в ряде нефтяных компаний или неплохие результаты.

Abstract. Watering of wells is a serious problem for the development of oil fields. As a result of depressurization of wells for various reasons, behind-the-casing flows occur, leading to corrosive destruction of the casing and the ingress of outside water into the wellbore. The need to carry out repair and isolation works leads to long downtime of wells, shortage of products and higher prices for products.

The authors proposed technological schemes for the isolation of water inflows and the direction of the columns.

Effective grouting bases have been proposed, which in a number of oil companies or good results.

Ключевые слова: разгерметизация, водопритоки, изоляция, тампонажные составы, концентрация полимеров, суспензия, высоко-окисленные битумы.

Keywords: *depressurization, water inflows, insulation, grouting compounds, polymer concentration, suspension, highly oxidized bitumen.*

Эффективность эксплуатации глубоких скважин в значительной степени снижается в результате обводнения добываемой продукции, что приводит к существенному уменьшению добычи нефти, вызывает необходимость в дополнительных затратах, связанных со сбором, транспортом и подготовкой нефти, защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии, что, в целом, ухудшает технико-экономические показатели разработки нефтяных залежей.

Для ограничения водопритоков в пределах существующего интервала перфорации (без перехода вверх) разработаны и применяются в отечественной и зарубежной нефтепромысловой практике различные технологические процессы с использованием в качестве изолирующих составов разного рода суспензий, эмульсий, коллоидных и химических растворов, пенных систем, загущенных жидкостей, поверхностно-активных веществ.

Известные методы ограничения водопритоков эффективны в определенных геолого-промысловых условиях. Большинство из них предназначено для применения в поровых коллекторах при невысоких (до 70-90 °С) пластовых температурах [1]. Реализация на практике некоторых способов, например, различных модификаций цементных заливок, требует значительных трудовых и материальных затрат. Установлено, что для ограничения водопритоков в глубоких высокотемпературных скважинах, дренирующих трещинные и трещинно-поровые пласты, наиболее приемлемы суспензии термостойких нефтерастворимых материалов, в частности, полимеров из групп полиолефинов и высокоокисленных битумов.

Из полиолефинов для обработок скважин применяются полипропилен (ПП), полиэтилен низкого давления (ПНД) и отходы его производства, полимер промрастворного потока (ППП) и полимер бензинового потока (ПБП). Температура их плавления 100 – 170 °С [1, 2, 3, 4].

Все рассматриваемые полимеры относятся к классу термопластичных. Они растворяются в углеводородах, в том числе в пластовых нефтях, и нейтральны к действию пластовых вод и различных кислот. Наиболее интенсивное и полное растворение наблюдается при температурах, близких или выше температуры плавления полимеров.

Для стабилизации изолирующей перегородки из полиолефинов и предотвращения выноса полимеров из пласта при запуске скважины в эксплуатацию, в состав изолирующей смеси вводятся наполнители - полуводный сернокислый кальций ($\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$) и карбонатный цемент (КЦ). Необходимость применения стабилизаторов определяется опытным путем.

В качестве жидкости-носителя для транспортировки изолирующих материалов на забой скважины применяется нефть плотностью порядка 900 кг/м³ (для полиолефинов) и 2,5 + 3,0 - процентный водный раствор КССБ (для ВОБ) [1, 4].

Концентрация полимеров в жидкости-носителе 150 ÷ 250 кгс/ м³,
ВОБ – 100 ÷ 150 кгс/м³.

Количество изолирующего материала принимается из расчета 10 – 20 кгс на 1 метр вскрытой мощности пласта [2, 4].

Приготовление суспензии изолирующего материала полимеров или ВОБ производится в смесительной емкости, которая заполняется жидкостью-носителем и затем постепенно, при непрерывном перемешивании, вводится изолирующий материал.

Суспензия перемешивается в течение не менее 20 - 30 минут до достижения равномерного распределения частиц в объеме жидкости-носителя.

Процесс перемешивания не прекращается до полной откачки суспензии из смесительной емкости.

Закачка суспензии в скважину осуществляется по системе прямой циркуляции. При достижении головной порцией суспензии башмака насосно-компрессорных труб (НКТ) затрубное закрывается и задавка в пласт производится при максимально возможных расходах насосных агрегатов. Давление закачки ограничивается прочностной характеристикой эксплуатационной колонны.

На примере мезозойских залежей Чеченской Республики установлено, что вероятность положительного исхода обработок скважин полиолефинами наибольшая при пластовых температурах от 80 до 125 °С, депрессиях на пласт до 5 МПа, обводненности продукции скважин не выше 80 % [1, 2]. Основными недостатками полиолефинов, как изолирующих материалов, яв-

ляется невысокая термостойкость, отсутствие структурно-механических свойств и малая растворимость в нефти. Это приводит к выносу изолирующих материалов из пласта при температуре свыше 125°C и осложнениям в работе устьевого оборудования и систем нефтегазосбора, а также к длительной закупорке нефтенасыщенных зон при температуре менее 80-90°C. При депрессиях более 5 МПа вынос полиолефинов из пласта происходит и при температуре ниже температуры их плавления (120-125°C) [1, 2].

Таким образом установлено, что область успешного применения термопластичных полимеров ограничивается пластовыми температурами 80-125 °С, в то время, как в находящихся в разработке залежах нефти она достигает 180 °С [1, 4].

Битумы представляют собой сложную смесь высокомолекулярных углеводородов и их гетеропроизводных. Компонентами группового состава битумов являются масла, смолы и асфальтены, в зависимости, от содержания которых находятся консистенция и реологические характеристики битумов.

Высокоокисленные битумы (ВОБ) получают путем дополнительного окисления тяжелых остатков нефтепереработки или низкоплавких марок битума. Плотность ВОБ марки Х - I, применяемого для изоляции водопритоков и поинтервального воздействия на пласт, равна 1030 кг/м³, температура размягчения 140 ÷ 160°C, вязкость при температуре размягчения 10⁷ ÷ 10⁸ мПа·с.

Переход ВОБ из одного агрегатного состояния в другое происходит постепенно, в широком диапазоне температур. Товарный продукт представляет собой порошок темного цвета с размерами частиц 0,2 ÷ 4,0 мм. Преобладает фракция 0,2 ÷ 1,0 мм. ВОБ обладает повышенной, по сравнению с полиолефинами, растворимостью в углеводородах, в том числе в различных пластовых нефтях. Он устойчив к действию разбавленных кислот и различных вод.

Растворимость ВОБ определяется пластовой температурой, составом битума и нефти, а также наличием ПАВ различного класса. Механизм действия водоизолирующего экрана из ВОБ обусловлен механическим тампонированием трещин призабойной зоны пласта (ПЗП) и проявлением реологических свойств [4].

Исследования реологии в диапазоне скоростей сдвига 8,5 – 126 с⁻¹ показали, что наибольшая вязкость битума Х-I в зависимости от температуры составляет не менее (2,1 – 10,7)·10³ Па·с, а статическое напряжение сдвига изменяется от 0,15·10⁵ до 0,9·10⁵ Па. Начальные линейные участки на всех реологических кривых практически отсутствуют. В интервале исследованных температур они перемещаются в область скоростей сдвига менее 8 с⁻¹, где система характеризуется очень высокими значениями вязкости. При скорости сдвига 30-40 с⁻¹ отмечается резкое изменение кривизны полученных зависимостей. С увеличением температуры до 170°C и выше вид кривых течения приближается к обычным S-образным

Значения реологических параметров битумов зависят от температуры и уменьшаются с ее увеличением. Однако большие их величины сохраняются во всем интервале исследованных температур. При этом наибольшая вязкость и статическое напряжение сдвига битума Х-I выше, чем у рубраков, что обусловлено повышенным содержанием в нем дисперсной фазы – асфальтенов и смол. Несмотря на то, что с увеличением температуры и скорости сдвига вязкость рубраков и битума Х-I уменьшается, она остается достаточно высокой и на 5-7 порядков превышает вязкость пластовых флюидов [1]. Это позволяет использовать их в качестве изолирующих материалов в условиях напряжений сдвига больше статического или перепадов давления на забое скважины, превышающих предельно допустимые, когда система находится в равновесном состоянии.

Высокие значения статического и динамического напряжения сдвига и вязкости битумов подтвердили возможность их эффективного применения для тампонирования обводненных зон пласта в условиях пластовых температур до 180-190 °С и депрессий до 20 МПа.

Список использованной литературы

1. Халадов А.Ш. Результаты разработки мезозойских залежей путем заводнения и перспективы развития нефтедобычи (на примере Грозненского нефтяного района) / А.Ш Халадов, Ю.В. Дудников, К.Ш Ямалетдинова., М.М. Дудаев, Й.Д Тасуева // Научно-технический журнал «Нефтепромышленное дело», Москва, № 7(606), ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019, ISSN 0207-2351 С.23-27.

2. Халадов А.Ш. Анализ состояния разработки заводненных пластов мезозойских залежей Грозненского нефтяного района подвергшихся техногенному воздействию. Журнал «Естественные и технические науки», Москва. № 11 (149), ISSN 1684-2626 ООО Компания Спутник +2020.

3. Халадов А.Ш. Борьба с обводнением нефтегазовых скважин. Журнал «Естественные и технические науки», Москва. № 11 (149), ISSN 1684-2626 ООО Компания Спутник +2020. С. 143-144.

4. Халадов А.Ш. Исследование, разработка и применение методов интенсификации добычи из мезозойских залежей месторождений Чеченской Республики (научная монография). Башкирский Государственный Университет УДК 338.45: 622.32, ББК 65.304.13, ISBN 978-5-7477-2116-6 БГУ, 2009. 208 с.

DOI: 10.34708/GSTOU.CONF..2021.86.23.020

УДК 622.276

МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В СКВАЖИНАХ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

METHODS FOR BOTTOM BOREHOLE ZONE TREATMENT IN WELLS CHECHEN REPUBLIC

¹Цуров М.-Б., ²Алиев И.И., ³Халадов А.Ш., ⁴Дзагиев Б.Д., ⁵Миксонов М.Г.

¹Tsurov MB., ²Aliev I.I., ³Khaladov A.Sh., ⁴Dzagiev B.D., ⁵Miksonov M.G.

¹Студент гр.НР-18-2п по профилю подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г.Грозный, Россия

²Старший преподаватель кафедры «Бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г.Грозный, Россия

³Кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Россия

⁴Студент гр.НР-19-2 по профилю подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Россия

⁵Студент горно-нефтяного факультета УГНТУ, г. Уфа, Россия

¹Student group NR-18-2p on the profile of training "Operation and maintenance of oil production facilities" GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Russia

²Senior Lecturer, Department of Drilling, Development and Operation of Oil and Gas Fields, GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

³Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Drilling, Development and Operation of Oil and Gas Fields, GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

⁴Student group NR-19-2 on the profile of training "Operation and maintenance of oil production facilities" GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Russia

⁵Student of the Mining and Oil Faculty of USPTU, Ufa, Russia

Аннотация. Состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) имеет для интенсификации притока очень важное значение. По мере эксплуатации скважины постепенно ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства пласта. В качестве коьматанта могут быть механические примеси (кварцевый песок, кристаллы солей, смолы, асфальтены, незакрепившийся пропант, частицы бурового раствора и т.д.). Авторами предложены технологии и технические средства проведения обработок пласта.

Abstract. The state of the bottomhole formation zone (BHZ) is very important for the stimulation of the inflow. As the well is operated, the reservoir properties gradually deteriorate. Mechanical impurities (quartz sand, salt crystals, resins, asphaltenes, loose propan, particles of drilling mud, etc.)