

УДК 622.276

ЭФФЕКТИВНОСТЬ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

¹Ямалетдинова К.Ш., ²Халадов А.Ш., ³Дудников Ю.В., ⁴Ямалетдинова А.А.,
⁴Габдуллин А.Р.

¹ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», Уфа, e-mail: clara-yk@yandex.ru;

²ФГБОУ ВО «Грозненский государственный нефтяной технический университет имени академика М.Д. Миллионщикова», Грозный;

³Управление Росприроднадзора по Республике Башкортостан, Уфа;

⁴ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной университет», Уфа

Законтурное заводнение является основным методом поддержания пластового давления в продуктивных пластах верхнего мела месторождений Северного Кавказа. Строение трещиноватых коллекторов позволяет осуществить заводнение ограниченным количеством нагнетательных скважин. Нагнетание воды производится одновременно по затрубному пространству и насосно-компрессорным трубам. Применяемые репрессии на пласт достигают 30 МПа, а приемистость скважин – 10–15 $\text{dm}^3/\text{с}$. В этих условиях большое значение имеет поддержание стабильной приемистости скважин. Поэтому для заводнения верхнемеловых залежей месторождений Брагуны и Эльдарово используются технические пресные воды, отличающиеся минимальным содержанием механических примесей и нефтепродуктов. Результаты внедрения динатрий-фосфата (ДНФ) показывают, что в итоге скорость коррозии оборудования снижается на 85%, коэффициент приемистости увеличивается в 2–3 раза, давление нагнетания снижается в 2–5 раз и в ряде случаев отпадает необходимость использования технологии солянокислотной обработки (СКО).

Ключевые слова: скважина, призабойная зона, продуктивный пласт, залежь, закачка, обработка, кислотные растворы, заводнение, приемистость, нефтепродукты

ESTIMATING EFFICIENCY OF INJECTION WELLS ACID TREATMENT

¹Yamaletdinova K.Sh., ²Khaladov A.Sh., ³Dudnikov Yu.V., ⁴Yamaletdinova A.A.,
⁴Gabdullin A.R.

¹Bashkir State University, Ufa, e-mail: clara-yk@yandex.ru;

²Millionshikov Grozny State Oil Technical University, Grozny;

³Federal Agency of Natural Resources Management, Ufa branch, Ufa;

⁴Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Peripheral waterflooding is the one of the main methods of formation pressure maintenance for the Upper Cretaceous productive strata of North Caucasus. Fractured reservoirs allow injecting water with the limited number of injection wells. Moreover, water could be simultaneously injected via tubing and annulus. As a result, pressure drop comes up to 30MPa, injectivity 10–15 dm^3/s . Under these circumstances, the injection rate maintenance is a primary concern. Therefore, waterflooding of the Upper Cretaceous productive strata of Braguna and Eldarovo fields use fresh feed water, characterized by low concentration of mechanical impurities and oil products. The results of the introduction of the DNF show that, as a result, the rate of corrosion of equipment is reduced by 85%, the acceleration factor is increased by 2–3 times, the injection pressure is reduced by 2–5 times, and in some cases there is no need for the use of the MSE technology.

Keywords: a well, a bottom hole zone, a productive stratum, a deposit, injection, treatment, acid solution, drilling mud, acid treatment, clay mud

Поддержание стабильной приемистости скважин – весьма актуальная задача при законтурном заводнении, которое, в свою очередь, является основным методом поддержания пластового давления в продуктивных пластах верхнего мела месторождений Северного Кавказа. При этом для закачки в пласты используются пресные воды плотностью 1,002 $\text{г}/\text{см}^3$ и минерализацией 0,5–0,9 $\text{г}/\text{л}$, отличающиеся минимальным содержанием механических примесей (1–2 $\text{мг}/\text{л}$) и нефтепродуктов (0–0,5 $\text{мг}/\text{л}$).

Несмотря на относительно высокое качество воды, при заводнении залежей отме-

чается постоянное снижение приемистости нагнетательных скважин. Характер снижения приемистости указывает на загрязнение пласта твердыми частицами. В отдельных случаях (скважины № 50, 51 Эльдарово, № 70, 178 Брагуны) отмечено накопление частиц в стволе скважины, вплоть до полного перекрытия интервала перфорации.

Химический анализ шлама, отобранного при промывках скважин, показал, что основной причиной загрязнения пласта является накопление в призабойной зоне окислов железа. Так, например, образцы, полученные из нагнетательных скважин

№ 70, 73, 78, 81 и 178 Брагуны, содержали от 80 до 96% окислов железа и лишь незначительное количество карбонатов и алюмосиликатов. Поднятые с забоев скважин частицы окислов представлены различными фракциями – от 0,1 до 10 мм, способными проникать глубоко в пласт и образовывать плотные перегородки.

Для оценки интенсивности загрязнения пласта окислами железа в различных уровнях систем поддержания пластового давления (водоводы и устье скважин) месторождений Эльдарово и Брагуны установили стальные образцы и гравиметрическим методом определили скорость коррозии и образования окислов железа, которые колеблются в пределах от 4 до 10 г/м²·сут. Последующие расчеты показали, что в призабойную зону каждой скважины ежедневно закачивается от 14 до 48 кг окислов железа, причем большая часть их образуется в высоконапорных водоводах и в стволе скважины.

Изучение характера изменения приемистости скважин свидетельствует о постепенном уплотнении твердых частиц в призабойной зоне пласта в течение нескольких суток.

Для стабилизации приемистости нагнетательных скважин использовались обработки соляной кислотой и нефтекислотной эмульсией (НКЭ). Однако продолжительность эффекта от этих обработок, как правило, не превышала 3–4 месяцев.

Исследования показали, что концентрированные кислоты в некоторой степени экстрагируют из нефти высокомолекулярные органические соединения, особенно при высоких температурах. Наряду с этим интенсифицируются процессы их коагуляции и конденсации с образованием еще более труднорастворимых соединений, способных вызвать закупорку призабойной зоны пласта. Именно из этих соображений для приготовления эмульсий рекомендовано использовать нефти с содержанием асфальтенов и смол не более 6%. Однако в условиях низкопроницаемых глубокозалегающих коллекторов даже такое содержание смол и асфальтенов может служить причиной осложнений при вызове притока флюида из пласта. Поэтому применение нефти в качестве дисперсионной среды эмульсий не всегда оправдано.

Одним из недостатков применяемых в настоящее время эмульсий является то, что период их стабильности не зависит от характера насыщения пласта. При об-

работках частично обводненных пластов целесообразно, чтобы период стабильности той части эмульсии, которая попадает в обводненные пропластки, была как можно короче периода стабильности эмульсии в нефтенасыщенных интервалах. Это даст возможность сократить радиус обработки пласта в водонасыщенной части разреза по сравнению с нефтенасыщенной его частью и тем самым предотвратить увеличение поступления в скважины пластовых вод при одновременном повышении производительности скважин по нефти.

Одним из путей устранения отмеченных недостатков применяемых кислотных эмульсий является введение в их состав компонентов, обеспечивающих растворение и удаление из пласта органических отложений. В качестве растворителя органических отложений исследованы и рекомендованы к внедрению ароматические углеводороды. Однако влияние их на стабильность гидрофобных кислотных эмульсий, а тем более использование в качестве дисперсионной среды до сих пор не изучались. В этой связи были проведены опыты по приготовлению эмульсий на ароматической основе и определению их стабильности. Эмульсии приготавливали путем смешения кислоты и углеводородов в присутствии ПАВ на приборе РТ-2 в течение 3 минут при скорости вращения 3000 об/мин. Стабильность эмульсий при температуре 90°C оценивали по скорости выделения из них кислотной фазы в отстойниках. При высоких температурах о стабильности эмульсий судили косвенными методами по скорости растворения извешника.

Эмульсии готовили на основе соляной кислоты различной концентрации и бутилбензольной фракции (ББФр) в присутствии первичных аминов С10–С16. В результате первой серии опытов установлена принципиальная возможность использования ароматических углеводородов в качестве дисперсионной среды эмульсий. Устойчивые (при температуре 90°C) эмульсии образуются при содержании стабилизатора более 0,25% вес.

Эмульсии на основе ББФр и 15%-ной соляной кислоты по стабильности примерно одинаковы с эмульсиями на нефтяной основе. Так же как обычные эмульсии, эмульсии на основе ББФр из концентрированных растворов кислоты менее стабильны. Такие эмульсии образуются только при содержании стабилизатора более 0,5% вес. Аналогичные опыты, проведенные со

стальными образцами, показывают, что и в коррозионном отношении эмульсии на основе ароматических углеводов почти не отличаются от керосиновых. Все это свидетельствует о возможности использования их на практике для повышения производительности скважин.

Ароматические углеводороды эффективно растворяют высокомолекулярные соединения. В то же время асфальтены и смолы практически не растворимы в алифатических углеводородах (нефть, керосин и т.п.). Поэтому при фильтрации эмульсий на ароматической основе в пласте АСВ неизбежно будут включаться в их состав. Несмотря на то, что асфальтены и смолы обладают низкой поверхностной активностью, они могут образовывать на границе раздела фаз защитные слои, способствующие повышению устойчивости кислотных эмульсий.

Многочисленные кислотные обработки приводят к значительному увеличению раскрытости трещин в пристволевой части скважины. Данные лабораторных и промышленных исследований указывают на образование в пласте отдельных каналов сечением до 5–8 мм [1–6]. Усреднение раскрытости трещин легко объясняется на основании кинетики кислотного растворения. Масса породы, растворяющейся со стенок трещины, определяется известной зависимостью

$$\Delta m = K C v S \tau, \quad (1)$$

где Δm – количество растворенной породы; K – константа скорости реакции в пластовых условиях;

C – концентрация кислоты;

v – линейная скорость потока кислоты;

S – поверхность трещин;

τ – время контакта кислоты с породой.

Подставляя вместо v и S их значения, выраженные через геометрические размеры трещин, получаем

$$\Delta m = \frac{2 K C \tau Q}{b}, \quad (2)$$

где Q – объемный расход кислоты;

b – раскрытость трещины.

Согласно формуле (2) участки трещин с малой раскрытостью растворяются быстрее, что значительно уменьшает гидравлические сопротивления. Поэтому образующиеся каналы обладают очень большой гидропроводностью. Если знать среднюю раскрытость каналов фильтрации, то по объему растворенной породы можно оценить дополнительное увеличение поверхности

фильтрации за счет кислотных обработок. Расчеты показывают, что эта величина достигает сотен и тысяч квадратных метров, однако коэффициенты приемистости скважин увеличиваются незначительно.

Анализ кислотных обработок нагнетательных скважин не обнаружил значимой связи между увеличением коэффициентов приемистости, вскрытой мощностью пласта и удельным расходом кислоты (эмульсии). Стабильное повышение приемистости отмечалось, как правило, после закачки 50–60 м³ 15%-ной соляной кислоты.

В этих условиях эффективными могут оказаться поинтервальные обработки нагнетательных скважин. Значительное увеличение, например, приемистости в скважине № 74 Эльдарово было достигнуто после двух поинтервальных обработок НКЭ с применением в качестве временно-изолирующего материала полиэтилена низкого давления [7]. Термометрические исследования скважины после обработок зарегистрировали появление нового интервала поглощения, что обеспечило стабильную приемистость скважины в течение последующих 2 лет.

Представляло интерес опробовать для поинтервальной обработки пласта органические кислотные растворы, например оксидат (побочный продукт химпроизводства). При взаимодействии концентрированных растворов оксидата с известняком происходит временное снижение проницаемости за счет образования осадков ацетата кальция. Этот процесс можно использовать для обеспечения поинтервального эффекта, т.е. отклонения потока кислоты в низкопроницаемые зоны пласта. При последующей закачке воды ацетат кальция растворяется, и приемистость скважины повышается.

Так, например, при освоении нагнетательной скважины № 70 Брагуны (пробурена на верхнемеловые отложения) провели обработку НКЭ (7 м³), и скважина была переведена в нагнетание с приемистостью 10,4 дм³/с при давлении на устье 20 МПа. Через 20 суток приемистость упала до нуля. Промывка забоя скважины с допуском насосно-компрессорных труб не дала результата. Проведенные 4 обработки скважины НКЭ объемом до 36 м³ также дали кратковременный эффект, который проявлялся лишь в течение нескольких суток. Более длительный эффект получен после закачки в пласт 12 м³ 24%-ной соляной кислоты, в результате чего приемистость скважины стабилизировалась на уровне 2,9–3,2 дм³/с

при давлении на устье 20 МПа. После этого скважина была обработана 12 м³ оксидата и сразу же запущена в нагнетание с приемистостью 9,26 дм³/с при давлении на устье 13,5 МПа. В течение 8 часов после обработки при неизменном расходе воды давление на устье снизилось до нуля, что свидетельствует о продолжении реакции в пласте. Дальнейшее увеличение расхода воды привело к некоторому снижению приемистости, которая стабилизировалась на уровне 6,2–6,5 дм³/с при устьевом давлении 19 МПа.

Оптимизация технологии кислотных обработок в ряде случаев позволила улучшить приемистость скважин, однако характер изменения приемистости после обработки свидетельствует о том, что полностью устранить загрязнение пласта не удалось. Причина заключается в том, что окислы железа медленно растворяются в кислотах даже при высоких температурах [8, 9]. Предпочтительнее ликвидировать сам источник загрязнения пласта. Для этого проведены специальные исследования по изучению влияния добавок химреагентов в нагнетаемую воду для предотвращения образования гидроокисей железа.

В работах [10, 11] показано, что выпадение в осадок окислов железа обусловлено повышением щелочности (рН) воды. Поэтому задача экспериментов состояла в изыскании реагентов, которые не только замедляют образование окислов (процесс коррозии), но и снижают рН, а также диспергируют уже образовавшиеся частицы, что способствует их удалению из призабойной зоны пласта.

Проводили исследование влияния добавок фосфорной кислоты и ее солей на скорость коррозии стали и рН технической воды.

Скорость коррозии стали ст3сп определяли гравиметрическим методом после экспозиции образцов в пропеллерной мешалке при нормальных условиях; линейная скорость вращения образцов составляла 2 м/сек. Изменение скорости коррозии оценивали по величине защитного эффекта, используя известную зависимость:

$$Z = \frac{q_0 - q}{q_0} \cdot 100, \quad (3)$$

где Z – защитный эффект, %;

q_0 – скорость коррозии стали в воде без добавок;

q – скорость коррозии стали в воде с добавкой фосфата.

Измерение рН проводили на лабораторном приборе рН-673.

Опыты показали, что фосфорная кислота и ее соли эффективно замедляют коррозию стали в технической воде. Установлено, что наибольший эффект достигнут при введении 50–100 мг/л H_3PO_4 , NaH_2PO_4 или Na_2HPO_4 . Достаточно узкий интервал концентраций обоснован тем, что при увеличении дозировки происходит резкое снижение рН и стимулирование коррозии.

Кроме того, для транспортировки и хранения фосфорной кислоты требуются емкости из нержавеющей стали. Поэтому для промысловых испытаний был выбран динатрийфосфат, который производится химической промышленностью. Реагент представляет собой твердое кристаллическое вещество, не обладающее токсичностью и пожароопасностью. Динатрийфосфат (ДНФ) хорошо растворяется в воде, способствуя снижению рН при малых дозировках. Добавление ДНФ к технической пресной воде снижает ее поверхностное натяжение на границе с керосином и воздухом. Это обстоятельство может оказаться весьма полезным в начальный период заводнения залежи, поскольку снижение поверхностного натяжения способствует уменьшению межфазных потерь напора при фильтрации воды в пласте совместно с нефтью или газом, т.е. интенсифицирует заводнение пласта.

Промысловые испытания ДНФ проведены на Эльдаровском месторождении. Узел дозировки ДНФ оборудован на высоконапорной насосной станции БКНС-2. Дозировочный узел состоит из двух емкостей для приготовления и хранения раствора ДНФ, центробежного насоса для перемешивания и дозировочного насоса типа РПН-1/30. 10%-ный водный раствор ДНФ подают на прием центробежных насосов БКНС-2. Для ускорения очистки внутренней поверхности водоводов и образования на ней фосфатной пленки в первые сутки дозировку ДНФ установили равной 500 мг/л, а затем постепенно снижали до 50 мг/л. Кроме того, на устье и на переводнике насосно-компрессорных труб на глубине 2915 м скважины № 66 Эльдарово установили образцы-свидетели. Выявили, что защитное действие ДНФ постепенно увеличивается во времени. Скорость коррозии контрольных образцов снизилась с 0,24 до 0,036 г/м²час, почти в 7 раз. Следует отметить, что в присутствии ДНФ продуктами коррозии стали являются тонкодисперсные фосфаты железа, которые легко диспергируются в воде и не вызывают загрязнения пласта. Оптимальная технология

закачки ДНФ заключается в подаче ударной дозы (150–200 мг/л) в течение 10–15 суток с последующим снижением дозировки до 50 мг/л. Увеличение ударной дозы до 500 мг/л не обеспечивает дополнительного антикоррозионного эффекта, но улучшает качество очистки внутренней поверхности трубопроводов и снижает гидравлические потери напора в водоводах. После закачки ударной дозы ДНФ на Эльдаровском месторождении уже на вторые сутки отмечено снижение давления нагнетания на 1,5–3,0 МПа при неизменном расходе воды. При последующих исследовательских работах в скважине № 66 обнаружено увеличение проходного сечения труб на 5–8 мм. Осмотр внутренней поверхности отдельных узлов водовода также подтвердил наличие тонкой пленки фосфатов железа.

Обработка воды ДНФ в течение 2,5 лет привела к значительному увеличению коэффициентов приемистости скважин Эльдаровского месторождения, в результате чего полностью отпала необходимость в проведении кислотных обработок. Из-за недостатка воды объем закачки увеличился незначительно. Эффект от внедрения ДНФ проявился в снижении давления нагнетания. Так, например, увеличение коэффициента приемистости скважины № 66 Эльдарово в 2,1 раза позволило подключить ее к низконапорному водоводу и получить значительную экономию энергии. Гидродинамические исследования этой скважины показали, что пласт в радиусе до 310 м имеет примерно одинаковую проницаемость: $(3,8–6,7) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, которая ниже среднего значения для данной залежи. На наш взгляд этот факт объясняется диспергированием и перемещением вглубь пласта твердых частиц, ранее накопившихся в призабойной зоне. Благодаря обработке воды ДНФ удалось значительно (в 1,52 раза) увеличить объемы закачки воды в скважины № 74 и 113 Эльдарово при практически неизменном давлении нагнетания, в среднем, на 36,8%.

Результаты внедрения ДНФ показывают, что в итоге скорость коррозии оборудования снижается на 85%, коэффициент приемистости увеличивается в 2–3 раза, давление нагнетания снижается в 2–5 раз и в ряде случаев отпадает необходимость использования технологии СКО.

Таким образом, как видно из вышеизложенного, повышение эффективности обработок нагнетательных скважин и увеличение их коэффициента приемистости требует

комплексного подхода, а именно использование как различных технологических схем кислотного воздействия (в зависимости от конкретных условий), так и обработок закачиваемой воды реагентами на основе фосфорной кислоты.

Список литературы

1. Анализ возможности применения методов увеличения нефтеотдачи на залежах высоковязкой нефти Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины / В.Е. Андреев [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 1(91). – С. 22–31.
2. Халадов А.Ш. Геолого-промысловая характеристика и нефтеотдача мезозойских залежей нефти ЧР / А.Ш. Халадов [и др.] // Материалы международной молодежной научной конференции «Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» РИЦ БашГУ. – Уфа, 2016. – С. 324.
3. Абызбаев И.И. Прогнозирование применения новых методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти / И.И. Абызбаев, В.Е. Андреев. – Уфа: ООО «Монография», 2007. – 204 с.
4. Андреев В.Е. Дизайн и реализация технологии воздействия на карбонатный коллектор с использованием «замедлителя» кислоты // В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Фёдоров, А.В. Андреев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2 (96). – С. 5–14.
5. Филиппов А.Г. Применение на Астраханском газоконденсатном месторождении технологии интенсификации добычи газа с элементами водоизоляции на основе кислотных составов алюмосиликатов / А.Г. Филиппов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа: Изд. ГУП «ИПТЭР», 2009. – № 2 (76). – С. 10–15.
6. Халадов А.Ш. Технология освоения скважин мезозойских залежей с трещинным типом коллектора / А.Ш. Халадов [и др.] // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: материалы Международной молодежной научной конференции. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2016. – С. 83–84.
7. Андреев В.Е. Моделирование кислотного воздействия на карбонатные коллекторы с использованием композиционных составов, регулирующих профили отдачи и приемистости скважин / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Фёдоров, А.В. Андреев // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. – Уфа: ООО «Монография», 2014. – № 3(8). – С. 216–223.
8. Дубинский Г.С. Геолого-технологическое обоснование адресных методов увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока в залежах высоковязких нефтей / Г.С. Дубинский [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 2 (92). – С. 5–15.
9. Андреев В.Е. Математическое моделирование и результаты обработки карбонатного пласта замедленным кислотным составом на месторождениях Кожасай и Алибекмола / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.В. Андреев, З.А. Куангалиев // Математическое моделирование в научно-технологических и экологических проблемах нефтегазовой отрасли: Сборник трудов VIII Казахстанско-Российской международной научно-практической конференции (20–21 июня 2014 г.). – Атырау: Атырауский институт нефти и газа МОН РК, 2014. – С. 17–23.
10. Янгуразова З.А. Освоение месторождений природных битумов: монография / З.А. Янгуразова, Зем.А. Янгуразова, К.Ш. Ямалетдинова, Э.Н. Гайнуллина. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2012. – 298 с.
11. Котенев Ю.А. Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи пластов на основе активного ила био-

логических очистных сооружений / Ю.А. Котенев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – С. 48–50.

References

1. Analiz vozmozhnosti primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi na zalezah vysokovjazkoj nefi Juzhno-Tatarskogo svoda i Melekesskoj vpadiny / V.E. Andreev [i dr.] // Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov. 2013. no. 1(91). pp. 22–31.
2. Haladov A.Sh. Geologo-promyslovaja karakteristika i nefteotdacha mezozojskikh zalezhej nefi ChR / A.Sh. Haladov [i dr.] // Materialy mezhdunarodnoj molodezhnoj nauchnoj konferencii «Naukoemkie tehnologii v reshenii problem neftegazovogo kompleksa» RIC BashGU. Ufa, 2016. 324 p.
3. Abyzbaev I.I. Prognozirovaniye primeneniya novyh metodov uvelicheniya nefteotdachi pri osvoenii trudnoizvlekaemyh zapasov nefi / I.I. Abyzbaev, V.E. Andreev. Ufa: OOO «Monografija», 2007. 204 p.
4. Andreev V.E. Dizajn i realizacija tehnologii vozdejstvija na karbonatnyj kollektor s ispolzovaniem «zamedlitelja» kisloty // V.E. Andreev, G.S. Dubinskij, K.M. Fjodorov, A.V. Andreev // Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov. 2014. no. 2 (96). pp. 5–14.
5. Filippov A.G. Primenenie na Astrahanskom gazokon-densatnom mestorozhdenii tehnologii intensivkacii dobychi gaza s jelementami vodoizoljacii na osnove kislotnyh sostavov aljmosilikatov / A.G. Filippov [i dr.] // Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov. Ufa: Izd. GUP «IPTJeR», 2009. no. 2 (76). pp. 10–15.
6. Haladov A.Sh. Tehnologija osvoenija skvazhin mezozojskikh zalezhej s treshhinnyim tipom kollektora / A.Sh. Haladov [i

dr.] // Naukoemkie tehnologii v reshenii problem neftegazovogo kompleksa: materialy Mezhdunarodnoj molodezhnoj nauchnoj konferencii. Ufa: RIC BashGU, 2016. pp. 83–84.

7. Andreev V.E. Modelirovaniye kislotnogo vozdejstvija na karbonatnye kollektory s ispolzovaniem kompozicionnyh sostavov, regulirujushhih profili otдачи i priemistosti skvazhin / V.E. Andreev, G.S. Dubinskij, K.M. Fjodorov, A.V. Andreev // Neftegazovye tehnologii i novye materialy. Problemy i reshenija. Sbornik nauchnyh trudov. Ufa: OOO «Monografija», 2014. no. 3(8). pp. 216–223.

8. Dubinskij G.S. Geologo-tehnologicheskoe obosnovaniye adresnyh metodov uvelicheniya nefteotdachi i ogranichenija vodopritoka v zalezah vysokovjazkikh neftej / G.S. Dubinskij [i dr.] // Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov. 2013. no. 2 (92). pp. 5–15.

9. Andreev V.E. Matematicheskoe modelirovaniye i rezultaty obrabotki karbonatnogo plasta zamedlennym kislotnym sostavom na mestorozhdenijah Kozhasaj i Alibekmola / V.E. Andreev, G.S. Dubinskij, A.V. Andreev, Z.A. Kuangaliev // Matematicheskoe modelirovaniye v nauchno-tehnologicheskikh i jeologicheskikh problemah neftegazovoj otrasli: Sbornik trudov VIII Kazhstansko-Rossijskoj mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoi konferencii (20–21 ijunja 2014 g.). Atyrau: Atyrauskij institut nefi i gaza MON RK, 2014. pp. 17–23.

10. Jangurazova Z.A. Osvoenie mestorozhdenij prirodnyh bitumov: monografija / Z.A. Jangurazova, Zem.A. Jangurazova, K.Sh. Jamaletdinova, Je.N. Gajnullina. Ufa: RIC BashGU, 2012. 298 p.

11. Kotenев Ju.A. Mikrobiologicheskij metod uvelichenija nefteotdachi plastov na osnove aktivnogo ila biologicheskikh oчитных сооружений / Ju.A. Kotenев [i dr.] // Нефтяное хозяйство. 2004. no. 4. pp. 48–50.