

УДК 622.276.43"5"

**ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

¹Л.З. Арсланова, ²П.М. Малышев, ³Р.В. Халиков

¹Филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Октябрьский

²НГДУ "Туймазанефть" ОАО "Башнефть"

³ГБПОУ ОНК им. Кувыкина

**GEOLOGICAL AND PHYSICAL ASPECTS OF CYCLIC
WATERFLOOD APPLICATIONS IN CARBONATE RESERVOIRS AT
LATE STAGES OF THEIR DEVELOPMENT**

¹L.Z. Arslanova, ²P.M. Malyshev, ³R.V. Khalikov

¹Oktyabrsky Branch of Ufa State Oil Technical University

²NGDU TUIMAZANEFT - JSC BASHNEFT

³Kuvykin Oktyabrsky Oil College

E-mail: arslanovalilia@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются особенности формирования естественной трещиноватости в карбонатных коллекторах. Показано, что она приурочена к локальным изменениям геологических условий их залегания. При этом установлено, что их ориентация и раскрытость в значительной степени определяются углами наклона напластования и отложением в них минеральных и органогенных веществ. Доказывается, что в результате указанных геолого-физических особенностей гидропроводность, трещиноватость в карбонатных коллекторах в меньшей степени зависит от соотношения пластового и горного давления по сравнению с терригенными коллекторами, что благоприятствует применению при их эксплуатации циклического заводнения. Приводится

практическое доказательство подобного вывода на примере Знаменского месторождения Башкирии.

Abstract. The paper considers special aspects of the development of fracture network in carbonate reservoirs. It has been demonstrated that natural fractures are confined to local variations of geological conditions of their occurrence. As has been determined, fractures' orientation and opening depend largely on bedding angles and deposition of mineral and organogenous sediments. It is proved that due to these geological and physical peculiarities water permeability and fracture porosity of carbonate reservoirs are less dependent on the relation between reservoir and rock pressures as compared to terrigenous reservoirs, thus favouring application of cyclic waterflooding in carbonate reservoirs. This conclusion has been field proven at the Znamenskoye oil field in the Republic of Bashkortostan.

Ключевые слова: трещиноватость, угол наклона, раскрытость, минеральные и неорганические отложения, циклическое заводнение, продуктивность.

Key words: fracture porosity, angle of bedding, fracture opening, mineral and inorganic sediments, cyclic waterflooding, productivity.

Широко известно [1, 2, 3] о том, с какими трудностями сталкивается применение технологии заводнения продуктивных коллекторов, особенно если они имеют сложную трещинно-кавернозно-поровую структуру, которая оказывает существенное влияние на анизотропию их проницаемости.

При этом в карбонатном коллекторе по сравнению с терригенным преобладает, как правило, трещинная проницаемость, которая оказывает

негативное влияние на процесс вытеснения нефти содержащейся в поровом пространстве (матрице) пласта из-за многократной разнице в их гидропроводности по отношению к закачиваемой в пласт воде, как вытесняющему агенту [2].

В связи с этим в большинстве случаев при выборе места расположения нагнетательных скважин для карбонатного коллектора стараются их размещать таким образом, чтобы фронт вытеснения нефти водой двигался в направлении перпендикулярном преимущественной ориентации трещин в коллекторе, чтобы направить основной градиент приложенного давления к паровому пространству, где сосредоточены основные запасы содержащейся в нем нефти.

Однако подобный подход к расположению нагнетательных скважин не всегда себя оправдывает, поскольку ориентация трещин в карбонатном коллекторе не всегда имеет общее генеральное направление всей залежи, поскольку во многом зависит от особенностей их геологического строения [4].

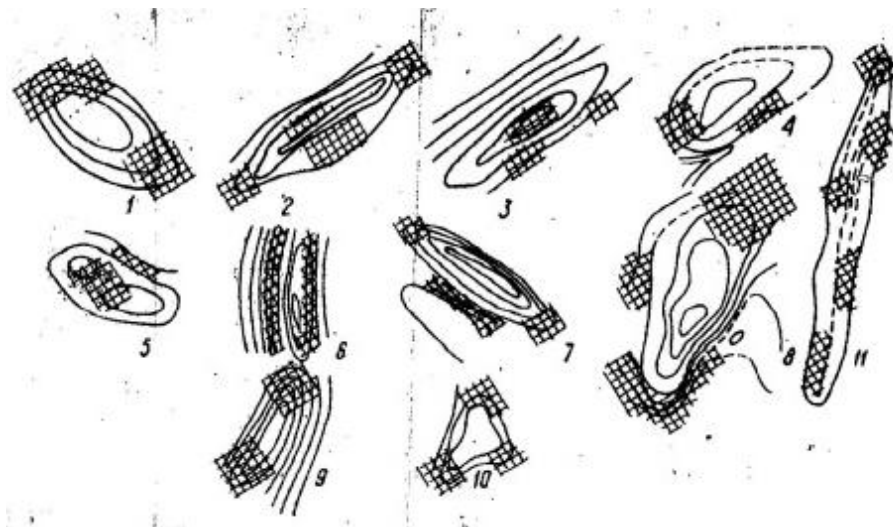
Исследованиями было установлено, что интенсивность и ориентация трещиноватости в горной породе приурочены в основном к локальным поднятиям или опусканиям складчатого типа и не зависят от общего регионального тектонического строения территории, где расположено месторождение.

На рис. 1, 2 приводятся примеры таких локальных структур, осложнённых естественной трещиноватостью различной густоты и ориентации.

Изучение закономерностей развития трещиноватости на структурах различного типа показало, что на складчатой структуре интенсивность деформации горных пород возрастала от сводовой части к крыльям.

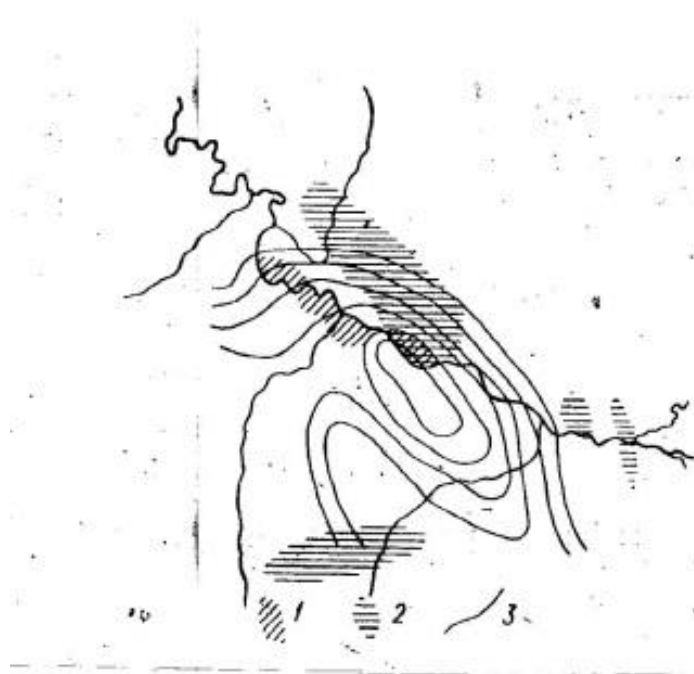
Учет указанных геолого-физических условий конкретного месторождения или его отдельных участков позволяет прогнозировать с

высокой степенью достоверности локализацию зон не только повышенной трещиноватости, но также их преимущественную ориентацией в пласте.



Платформенный тип поднятий: 1 - 7 - в южной части Сибирской платформы; 8 - на Русской платформе. Складчатый тип поднятий: 9 - 10 - Южно - Минусинская впадина. Заштрихованы участки повышенной трещиноватости. 11 - Антиклиналь Западный Аруктау.

Рис. 1. Схема размещения участков максимальной трещиноватости на поднятиях различного типа [4].



1 - Участки с наибольшей густотой трещин в доломитах ангарской секты; 2 - участки наибольшей густоты трещин в породах верхнего кембрия; 3 - стратоизогипсы по кровле нижнеангарской подсыты.

Рис. 2. Карта расположения участков с максимальной трещиноватостью на Осинском поднятии по В. Н. Калачевой [4].

Недоучет подобных особенностей структуры традиционно-порового-кавернозных коллекторов и являются основной причиной низкой технологической эффективности системы заводнения карбонатных коллекторов.

В вопросе степени достоверности прогноза наличия зон повышенной трещиноватости и её преимущественной ориентации в продуктивном пласте с целью его использования для выбора места размещения нагнетательных скважин, решающую роль играет знание вертикальной ориентации выявленной трещиноватости. Известно [4], что наибольшей гидропроводностью обладают трещины в горной породе с углом наклона от горизонтали не менее 80 градусов, а наименьшей гидропроводностью - трещины с углом наклона от горизонтали не более 20 градусов, что обусловлено действием вертикальной составляющей парного давления вышележащих пород.

На рис. 3 приведена зависимость между углами падения трещин и условиями залегания горных пород на Ермикеевской площади АНК "Башнефть", из которой следует, что встречаемость в турнейском ярусе трещин с углом наклона более 80 градусов составляет до 60%, что является достаточно объективным признаком их более высокой гидропроводности по сравнению с матрицей горной породы.

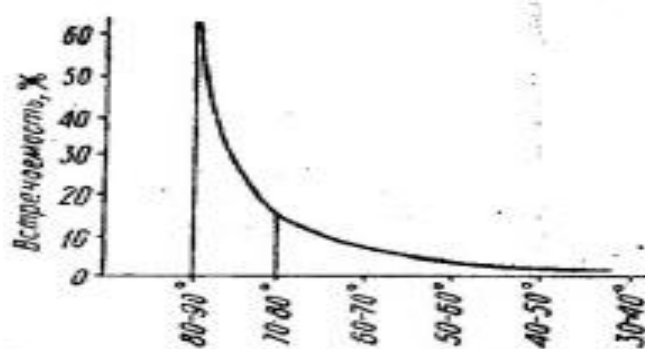


Рис. 3. Зависимость углов наклона трещин относительно слоистости в известняках (до 5000 измерений) [4]

Анализ подобных зависимостей полученных для трещиноватости терригенных отложений девона в том же регионе (см. рис. 4) показывает, что доля трещин с углами наклона более 80 градусов составляет в них не более 20 %, т.е. в три раза меньше, чем в карбонатном разрезе турнейских отложений, из чего можно сделать вывод о том, что раскрытость и, соответственно, гидропроводность трещин в терригенных породах более подвержена влиянию горного давления, чем в карбонатных породах и, тем самым, более критична к величине пластового.

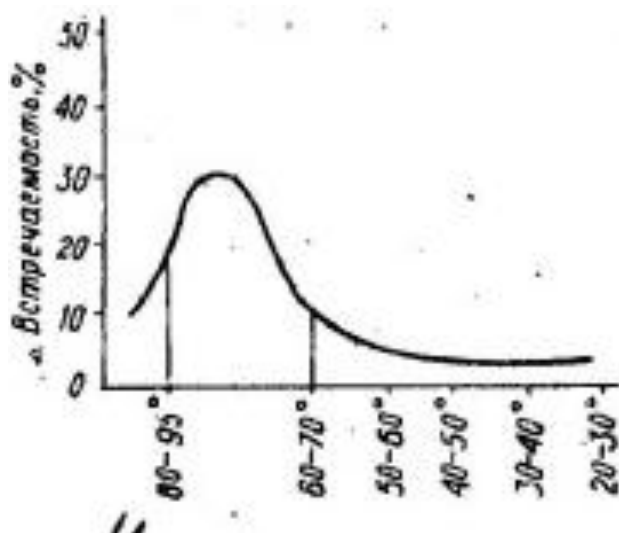
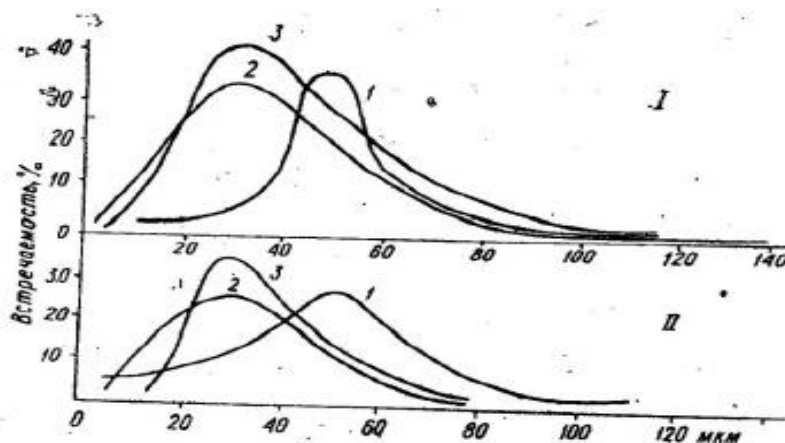


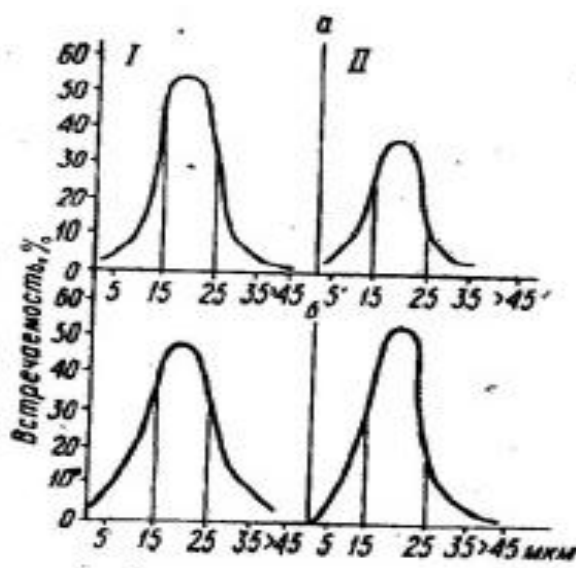
Рис. 4. Зависимость углов наклона трещин относительно слойности в песчаниках (2100 измерений) [4].

Как было установлено исследованиями [5], одним из дополнительных факторов, влияющих на гидропроводность трещин в карбонатных коллекторах является процесс их минерализации различными солями, выпадающими в виде твердого осадка из пластовых вод и процесс битумизации за счет осажденных в них асфальтенов и парафинов вследствие диффузии газовых фракций и углеводородов на дневную поверхность. Результаты исследований указанных процессов приведены на рис. 5 и 6.



I - Иркутская область; II - Башкирия; 1 - трещины, заполненные галогенами; 2 - трещины, заполненные сульфатами; 3 - трещины, заполненные карбонатами.

Рис. 5. Кривые встречаемости ширины "минеральных" трещин [4].



I - Иркутская, II - Башкирия; а - открытые трещины; б - трещины, заполненные битумом.

Рис. 6. Кривые встречаемости раскрытий эффективных трещин [4]

Из приведенных зависимостей следует, что в условиях карбонатных терригенных коллекторов Башкирии преобладающая раскрытость трещин, заполненных минеральными отложениями, лежит в диапазоне 20-40 мкм, галогенами - в диапазоне 50-60 мкм, а битумами - в диапазоне 15-25 мкм.

Из анализа вышеизложенного можно предположить, что при прочих равных условиях гидропроводность карбонатного коллектора определяется

раскрытостью вертикальных трещин и в меньшей степени зависит от соотношения величины пластового (первого) и горного давлений, чем в терригенном коллекторе. Исходя из этого соображения можно сделать вывод о том, что технология циклического заводнения для карбонатного коллектора окажется более эффективной, чем для терригенного, поскольку будет оказывать меньшее влияние на раскрытость трещин и, соответственно, на его гидропроводность, несмотря на неизбежно растущий при ней дефицит между объемом отбираемой продукции и объемом закачиваемой в пласт воды.

Апробация циклической закачки в карбонатный коллектор кизеловского горизонта турнейского яруса была осуществлена на Знаменском месторождении Башкортостана.

В тектоническом отношении месторождение расположено на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода и представляет брахиантиклинальную структуру северо-западного простирания размерами 30x15 км. Месторождение многопластовое. По запасам нефти месторождение является средним. Основные запасы нефти сосредоточены в карбонатном коллекторе кизеловского горизонта турнейского яруса, на долю которого приходится 74,2% начальных извлекаемых запасов месторождения.

Продуктивная часть турнейского яруса представлена органогенно-обломочными, сгустково-комковыми, мелкодедритово-сгустковыми известняками.

Средняя нефтенасыщенная толщина пласта составляет 2,8 м, при этом доля коллекторов с толщиной более 4 м занимает всего 22,6% площади месторождения. Коэффициент расчлененности - 1,3, песчанистости - 0,75, выдержанности - 0,839. Средняя пористость по керну нефтенасыщенных образцов - 10,8%, водонасыщенных - 10,4%. Средняя абсолютная проницаемость по нефтенасыщенным образцам

составляет $0,0078 \text{ мкм}^2$, а по водонасыщенным - всего $0,0008 \text{ мкм}^2$. По гидродинамическим исследованиям добывающих скважин средняя проницаемость - $0,107 \text{ мкм}^2$, что в 13 раз превышает керновую. В образцах керна просматривается обильное наличие каверн размерами от 0,5 до 20 мм.

По емкостной характеристике коллектор является трещинно-каверно-поровым, а по фильтрационной - порово-каверно-трещинным.

Отмечается пятнистый характер нефтенасыщенности керна, что является следствием прерывистого распределения пористости и проницаемости в пласте. Начальная нефтенасыщенность по пласту составляет 78%. Остаточная нефтенасыщенность изменяется по площади месторождения в весьма широком интервале, от 12 до 48%, и зависит от проницаемости пласта. Содержание связанной воды составляет 22% объема пор.

Физико-химические параметры нефти турнейского яруса в пластовых условиях характеризуются следующими величинами: плотность — 855 кг/м^3 , содержание серы - 2%, парафина 3,3-4,7%, смол - 11.8%; газовый фактор - 19 мкм^2 , вязкость — 9-12 МПа · с; давление насыщения - 5,0 МПа; температура 18~30°C; пластовое давление - 14,2 МПа.

По составу нефть относится к тяжелым, сернистым, парафинистым, смолистым, повышенной вязкости. Пластовые воды высокоминерализованные, плотностью $1160-1180 \text{ кг/м}^3$, хлоркальциевые. Залежи пластовые, структурно-литологического типа. Природный режим залежи упруговодонапорный и в отдельных зонах упругий со слабоактивными пластовыми водами.

Месторождение разрабатывается с 1960 года. До 1981 года вводились в разработку центральные зоны с нефтенасыщенной толщиной более 4 м с разбуриванием по треугольной сетке $500 \times 500 \text{ м}$. К концу этого этапа разработки в результате исследования керна, дополнительных геолого-

физических данных по пробуренным эксплуатационным и разведочным скважинам было детализировано геологическое строение карбонатов кизеловского горизонта и выявлены их отличительные особенности, что явилось основной для выбора плотности сетки скважин, системы циклического заводнения, давления закачки, технологии вскрытия продуктивного пласта с сохранением его естественной продуктивности.

Отличительной особенностью циклического заводнения является то, что более 50% нагнетательных скважин расположены в зонах пониженных толщин пласта и вытеснение нефти идет из худших коллекторов в лучшие.

Низкая проницаемость матрицы - $0,008 \text{ мкм}^2$ и в 13 раз превышающая трещинная проницаемость оказались благоприятными для внедрения с 1995 года циклического заводнения. В циклическом режиме работает 55 водозаборных и 129 нагнетательных скважин. За 6 лет с начала внедрения циклического заводнения дополнительная добыча нефти, рассчитанная по характеристике вытеснения (рис. 7), составила 327595 т, снижен объем закачки воды на 5998 тыс.м³, сэкономлено 34,2 млн. Квт*ч электроэнергии.

Физико-химические свойства пластовой нефти и особенности емкостной и фильтрационной характеристик пласта оказались также благоприятными для промышленного внедрения с 1996 года микробиологических технологий увеличения нефтеотдачи пласта на основе сухого активного ила (САИ) и биологических поверхностно-активных веществ с биологическими полимерами. Эффективность САИ обусловлена увеличением газогенерирующей активности микробиологических процессов, растворения асфальтосмолистых компонентов нефти, закупоривающих флюидопроводящие трещины в матрице карбонатного коллектора, что способствует увеличению подвижности остаточной нефти, увеличением охвата пласта вытеснением за счет перераспределения фильтрационных потоков [7].

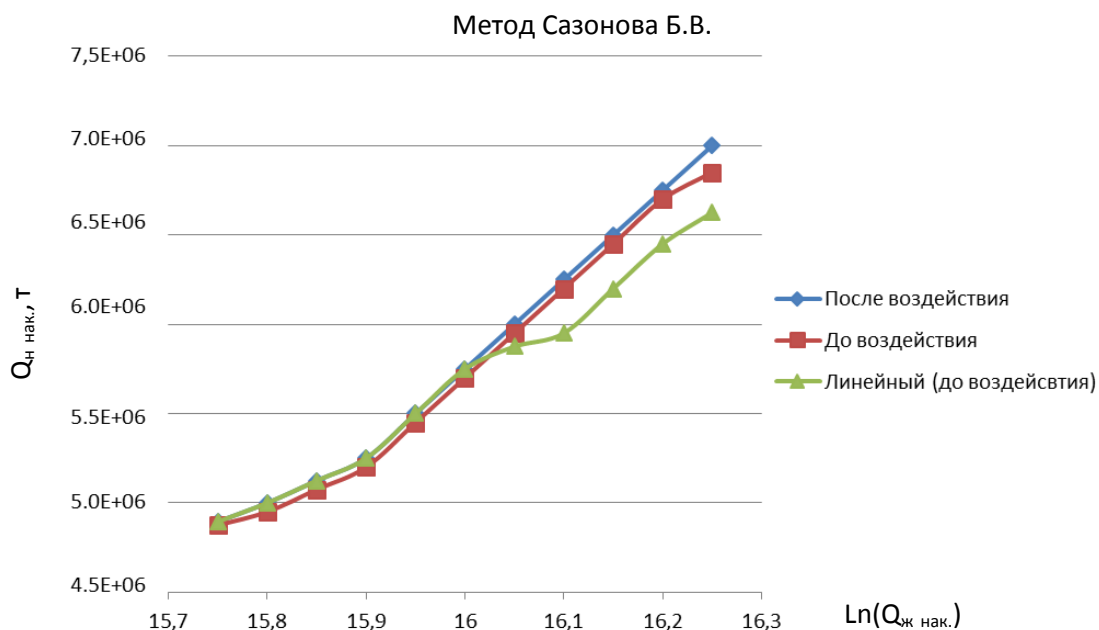


Рис. 7. Характеристика вытеснения вида $Q_n = A + B \ln Q_{жк}$ при применении заводнения и Знаменском месторождении [6]

За пять лет, прошедших с начала внедрения, по 39 очагам дополнительная добыча нефти по этим технологиям составила 46406 т.

Состояние разработки месторождения на 01.01.2000 года характеризовалось следующими показателями:

- нефтеотдача - 32,1%;
- темп отбора от начальных балансовых запасов нефти - 0,8%;
- начальные извлекаемые запасы - 2,57%;
- обводненность - 37,2% вес.

Отличительной особенностью разработки Знаменского месторождения является медленный темп обводнения продукции скважин, низкая текущая обводненность, несмотря на высокую степень выработки запасов. Прогноз извлекаемых запасов нефти, произведенный по методу И.Г. Пермякова показывает, что ожидаемая конечная нефтеотдача составит 37,9% против 30% при стационарном заводнении, а извлекаемые запасы нефти увеличатся на 1 216 тыс.т, или на 26,2%. В целом по объединенному месторождению прогнозируемый прирост извлекаемых запасов нефти

должен был составить более 3 млн.т, что в последствии получило свое практическое подтверждение.

Выводы.

1. Показано, что в карбонатных коллекторах ориентация естественной трещиноватости не имеет преобладающего генерального направления, а имеет локальный характер, приуроченный к особенностям геологического строения залежи;
2. Доказано, что вертикальная ориентация трещиноватости в карбонатных пластах лежит в широком диапазоне углов относительно уровня напластования, но ее значительная доля (>60%) приурочена к углам наклона от 80 градусов и более, что обеспечивает их высокую гидропроводность.
3. Показано, что раскрытость естественных трещин в карбонатных коллекторах ограничивается отложением в них минеральных и органических отложений, что снижает их гидропроводность.
4. Установлено, что доля вертикальных трещин в терригенных коллекторах значительно уступает их доли в карбонатных коллекторах, что является одной из основных причин зависимости их раскрытости и, соответственно, гидропроводности.
5. Предположено, что технология циклического заводнения карбонатного коллектора с развитой естественной трещиноватостью окажется более эффективной и продолжительной во времени по сравнению с ее применением для терригенных коллекторов.
6. Апробация технологии циклического заводнения Кизеловского месторождения на Знаменском месторождении подтвердило ее ожидаемую высокую промысловую эффективность, которую удалось существенно повысить за счет добавления в закачиваемую воду микробиологического состава на основе САИ, что способствовало

растворению органических (асфальтенов, парафинов) отложений, ограничивающих гидропроводность естественных трещин.

Список литературы

1. Голф – Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещинных коллекторов // М., Недра, 1986, 608 с.
2. Гуторов Ю.А., Гуторов А.Ю., Воронова Е.В. О Механизме формирования остаточных запасов в терригенных коллекторах нефтяных месторождений// Уфа, УГНТУ, 2009, 330 с.
3. Гуторов Ю.А., Байбулатова Л.С. Технология повышения нефтеотдачи посредством нестационарного заводнения продуктивных коллекторов: Учебное пособие// Октябрьский, УГНТУ, серия «Нефтегазовое дело», вып. IV, 2013, 75 с.
4. Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа//Л., Недра, 1974, 198 с.
5. Гуторов А.Ю., Арсланова Л.З. Особенности изменения реологических свойств углеводородов в пластовых условиях месторождения Волго-Уральского региона: учебное пособие, Октябрьский, УГНТУ, серия "Нефтегазовое дело" вып. XI 2015
6. Мерзлаков В.Ф., Волочков Н.С., Попов А.М. Комплексная энергосберегающая технология разработки трудно-извлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах на примере Знаменского месторождения // труды МНТК "Проблемы и перспективы применения современных геофизических технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки и разработки месторождений полезных ископаемых" июнь, 2001 г. Уфа, Тау, 2002, с 489-493.
7. Гуторов А.Ю., Арсланова Л.З. Технология повышения нефтеотдачи посредством микробиологического воздействия на реологические свойства углеводородов в пластовых условиях: учебное пособие // Октябрьский, УГНТУ, сер."Нефтегазовое дело" вып. XVII, 2015, 78 с.

Сведения об авторах

Арсланова Лилия Зуфаровна, аспирант 3 курса ФГБОУ ВПО УГНТУ каф. РНГМ, преподаватель нефтепромысловых дисциплин ГБПОУ ОНК им. Кувыкина, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: arslanovalilia@mail.ru

Малышев Павел Михайлович, главный инженер, НГДУ «Туймазанефть», г.Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: malyshev555@mail.ru

Халиков Рустам Венерович, директор, ГБПОУ ОНК им. Кувыкина, г.Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: arslanovalilia@mail.ru

Authors

L.Z. Arslanova, PhD student, Oktyabrsky Branch of Ufa State Oil Technical University, Instructor in Petroleum Engineering Sciences at Oktyabrsky Oil College, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russia

E-mail: arslanovalilia@mail.ru

P.M. Malyshev, Chief Engineer, NGDU TUIMAZANEFT, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russia

E-mail: malyshev555@mail.ru

R.V. Khalikov, Director of Kuvykin Oktyabrsky Oil College, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russia

E-mail: arslanovalilia@mail.ru

Арсланова Лилия Зуфаровна

452600, Российская Федерация, Республика Башкортостан,

г.Октябрьский, ул. Девонская, 54А

тел. 8 937 344 12 22

E-mail: arslanovalilia@mail.ru