

Эффективность системы поддержания пластового давления и пути ее совершенствования на каширо-подольских отложениях Арланского месторождения

Ерохин Г.С.¹, Нуров С.Р.¹, Вагизов А.М.¹, Гареев А.Т.¹, Азарова Т.П.², Якупов Р.Ф.³

¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, ²ПАО АНК «Башнефть» Уфа, Россия, ³ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия
erokhings@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Более трети извлекаемых запасов на Арланском месторождении приходится на каширо-подольские отложения (КПО) среднего карбона, разрабатываемые с применением заводнения. Пласты характеризуются сложным строением, низкими фильтрационными свойствами, высокой неоднородностью и трещиноватостью. Для повышения эффективности разработки КПО применяется бурение горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта. Ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), превышение давления разрыва пласта при нагнетании приводит к эффекту автоГРП — кинжальным прорывам закачиваемой жидкости по высоко проводящим каналам-трещинам в добывающие скважины. Для повышения эффективности заводнения в карбонатных коллекторах применяется организация закачки в горизонтальных скважинах (ГС).

Материалы и методы

Исследование давления разрыва по отчетам гидравлического разрыва пласта (ГРП), построение карты разрыва пласта, выявление связи эффекта автоГРП в нагнетательных скважинах с ростом обводненности в добывающих скважинах, сравнение режимов нагнетания в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах.

Ключевые слова

Арланское нефтяное месторождение, каширо-подольские отложения, карбонатные отложения, низкопроницаемый коллектор, гидравлический разрыв пласта, многостадийный гидравлический разрыв пласта, горизонтальные скважины, эффект автоГРП, ППД, высокие давления закачки

Для цитирования

Ерохин Г.С., Нуров С.Р., Вагизов А.М., Гареев А.Т., Азарова Т.П., Якупов Р.Ф. Эффективность системы поддержания пластового давления и пути ее совершенствования на каширо-подольских отложениях Арланского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 44–48. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-44-48

Поступила в редакцию: 30.10.2023

GEOLOGY

UDC 553.982.2 | Original Paper

Efficiency of reservoir pressure maintenance system and ways to improve it on carbonate sediments of the Arlanskoye oil field

Erokhin G.S.¹, Nurov S.R.¹, Vagizov A.M.¹, Gareev A.T.¹, Azarova T.P.², Yakupov R.F.³

¹“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, ²ANK “Bashneft” PJSC, Ufa, Russia, ³“Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia
erokhings@bnipi.rosneft.ru

Abstract

More than a third of the recoverable reserves of the Arlanskoye oil field are contained in the middle carbon sediments, which develop with pressure maintenance system. These sediments are characterized by low filtration properties, high heterogeneity and natural fractures. For improving development drilled horizontal wells with multi-stage fracturing. Low filtration properties, excess fracturing pressure during injection leads to the autofracturing effect, which is dagger-like water breakthroughs ahead high-conducting channels-cracks to producing wells. For improving the efficiency and increasing the coverage of injection in low-permeability carbonate reservoir are used horizontal wells.

Materials and methods

Research of fracturing pressure according to hydraulic fracturing reports, creating fracturing pressure map, identification of the relationship between autofracturing effect in injection wells and increasing water-phase in producing wells, comparison of injection conditions in horizontal and directional wells.

Keywords

Arlanskoye oil field, carbonate sediments, low-permeability reservoir, hydraulic fracturing, multistage hydraulic fracturing, horizontal wells, autofracturing effect, injection, high injection pressures

For citation

Erokhin G.S., Nurov S.R., Vagizov A.M., Gareev A.T., Azarova T.P., Yakupov R.F. Efficiency of reservoir pressure maintenance system and ways to improve it on carbonate sediments of the Arlanskoye oil field. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 44–48. (In Russ.)
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-44-48

Received: 30.10.2023

Анализ эффективности закачки и пути совершенствования заводнения в низкопроницаемых карбонатных коллекторах КПО на Арланском месторождении

Арланское месторождение относится к уникальным и расположено преимущественно на северо-западе республики Башкортостан и частично — на юго-востоке Удмуртской республики. Его разработка началась в 1954 году. Всего на месторождении пробурено более 8 800 скважин, из них 47,0 % числится в действующем добывающем фонде, 16,2 % — в действующем нагнетательном фонде. Фонд скважин, в основном, среднедебитный, высокообводненный. Более половины добывающего фонда работает с обводненностью, превышающей 90 %, в основном эти скважины работают на отложениях терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК). Начиная с 2009 года происходит перелом нисходящего тренда добычи нефти, в том числе за счет создания интенсивной системы разработки на объекте КПО. В настоящее время объект ТТНК находится на заключительной стадии разработки, и по мере выработки запасов происходит все большая переориентация на вышележащий объект КПО, который обладает ухудшенными ФЭС. По КПО средняя проницаемость составляет 0,035 мкм², нефть характеризуется как тяжелая, повышенной вязкости [1, 2]. Значительное увеличение добычи на КПО достигается

за счет бурения горизонтальных скважин со стартовыми дебитами нефти до 40 т/сут, что обусловлено переходом на освоение скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). К настоящему времени на объекте КПО пробурено 300 ГС, в т.ч. 288 ГС с МГРП. На текущий момент суммарно по объекту КПО действующий фонд составляет 1 236 добывающих и 430 нагнетательных скважин. Система ППД формируется по мере внедрения новых участков

в разработку [3, 4]. В период 2010–2017 гг. соотношение добывающих к нагнетательным скважинам составляло 4:1 при текущей компенсации 100–110 %. При этом пластовое давление в зонах отбора снижено в среднем на 6 % от начального, а по участкам с низким соотношением добывающих к нагнетательным скважинам снижено на 20–25 % от начального пластового давления. По результатам ретроспективного анализа работы скважин, а также многовариантных расчетов

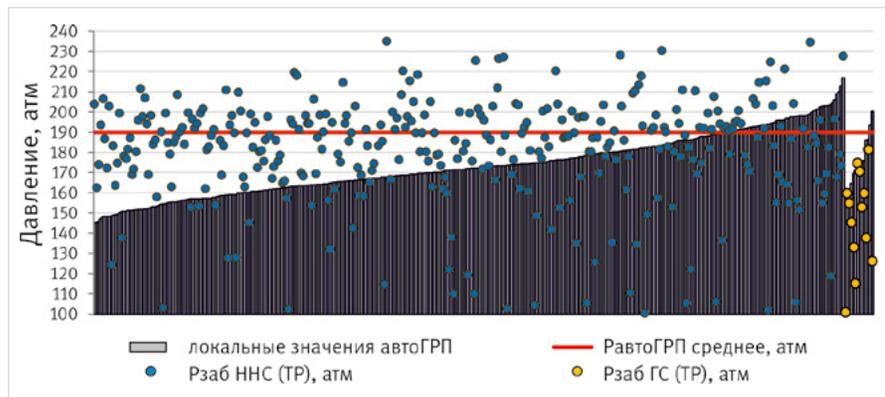


Рис. 1. Bottomhole injection pressures by technical conditions and local fracture pressures from map in the injection well areas

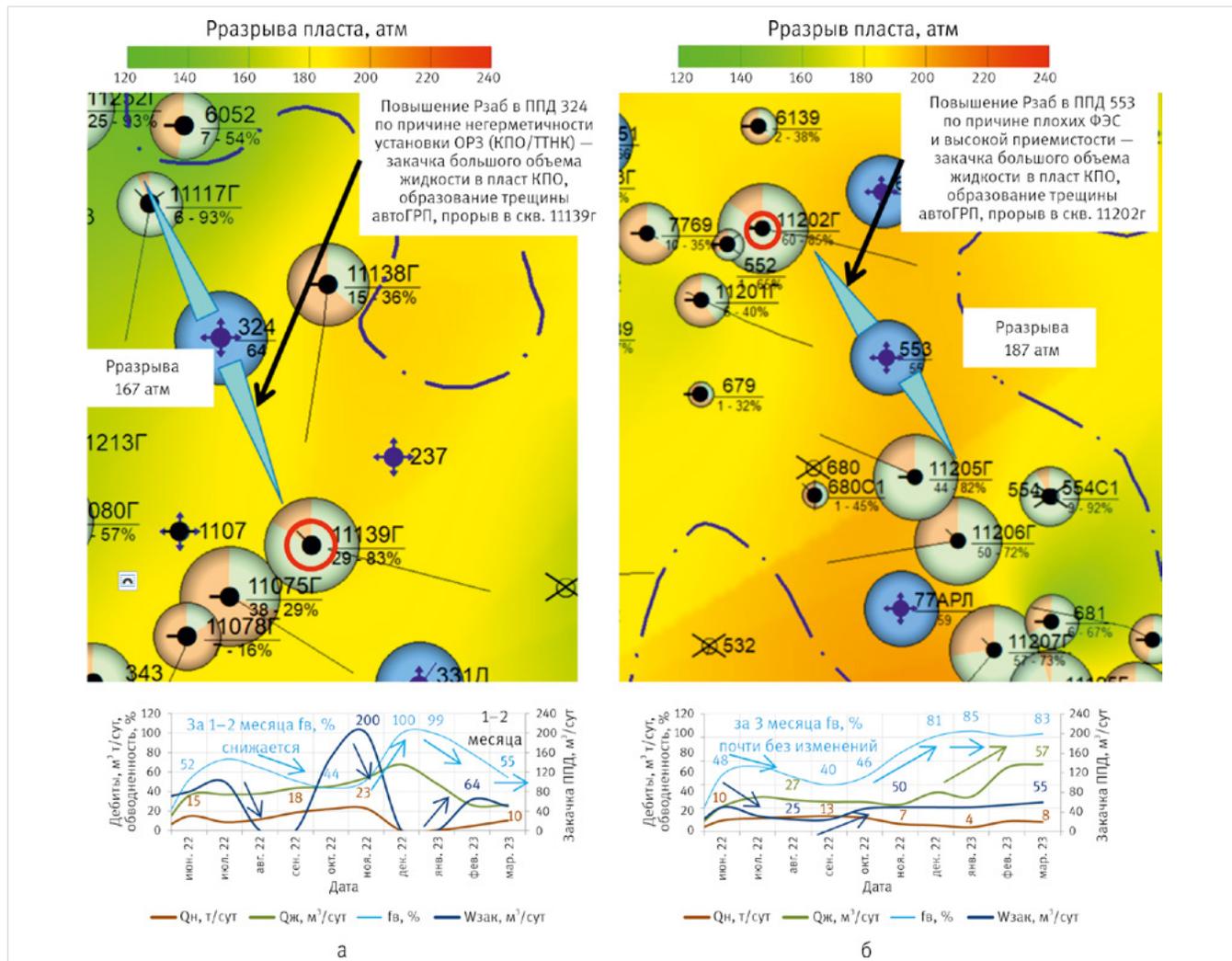


Рис. 2. An example of different water cut behavior and time of reaction to injection changes depending on fracture pressure along the section

на секторных гидродинамических моделях, подобраны оптимальные показатели: компенсация 130 %, соотношение добывающих к нагнетательным 2:1, что учтено в действующем проектно-техническом документе на разработку месторождения. Для обеспечения стабилизации энергетического состояния на объекте КПО переориентированы мероприятия на ППД с ТНК на КПО, что позволило увеличить компенсацию отборов закачкой и соответственно соотношение добывающих к нагнетательным скважинам. По состоянию на начало 2023 г. компенсация по объекту составляет 125 %, при среднем соотношении добывающих к нагнетательным скважинам 3:1. В процессе разработки и анализа эффективности системы ППД выявлена зависимость роста обводненности в добывающих скважинах, при увеличении приемистости в нагнетательных скважинах. Рост обводненности происходит в очагах с компенсацией более 150–160 %, при низком охвате заводнением (3,5:1). По результатам проведения исследовательских работ (в том числе трассерных исследований) на объекте КПО и определения направления регионального стресса по линии ССЗ-ЮЮВ выявлена корреляция роста обводненности в добывающих скважинах, имеющих влияние ППД преимущественно в направлении регионального стресса. В результате выдвинуто предположение о наличии эффекта автоГРП в нагнетательных скважинах [5].

В 2019 году как альтернативный способ определения давления разрыва пласта проведен анализ отчетов, выполненных

ГРП по добывающим скважинам, на основе которых определено среднее давление разрыва пласта, равное 190 атм по объекту КПО. Полученное среднее давление 190 атм принято как единое давление автоГРП для всего пласта КПО на месторождении. При сопоставлении средних забойных давлений нагнетания по фонду ППД выявлено, что более 90 % нагнетательных скважин работают или работали с превышением давления разрыва пласта. При этом по 54 % нагнетательных скважин проведен анализ интерпретации КПД и подтвержден эффект автоГРП (производная давления имеет наклон 1/2 на билогарифмическом графике давления), а также определены интервалы полудлин трещин автоГРП в пределах от 117 до 224 метров (выборка по 46 скважинам) [6, 7].

В процессе нивелирования эффекта автоГРП на добычу нефти отмечено разное по времени реагирование обводненности добывающих скважин на ограничение закачки и снижение забойного давления нагнетания. В 2023 году для поиска объяснений данного явления построена карта разрыва пласта по данным отчетов ГРП на добывающих скважинах. Давление разрыва рассчитано по формуле (1):

$$P_{\text{разрыва}} = F_{\text{grad}} \times TVSDSS, \quad (1)$$

где F_{grad} — градиент разрыва из отчета ГРП, атм/м; $TVSDSS$ — абсолютная глубина верхних дыр перфорации пласта, м.

Полученная карта разрыва пласта КПО характеризуется изменчивым значением давления разрыва пласта по площади.

Определены локальные значения давления разрыва для каждой нагнетательной скважины (рис. 1).

Отмечается совпадение участков с низкими дебитами скважин по причине ухудшенных фильтрационно-емкостных свойств пласта с районами повышенного давления разрыва пласта, и наоборот. Данное совпадение объясняет долгое время отклика по обводненности в добывающих скважинах на остановку закачки в районах с ухудшенными ФЕС (рис. 2б) по причине медленной скорости фильтрации жидкости из трещины автоГРП в матрицу. И обратная ситуация, когда в районах с лучшими ФЕС отмечается более быстрая и сильная по амплитуде реакция обводненности на остановку закачки (рис. 2а), в силу сложной, развитой системы трещин и большей скорости фильтрации нагнетаемой жидкости в матрицу пласта — трещины автоГРП схлопываются быстрее и меньше времени сохраняются в открытом состоянии [8].

Для районов с пониженным (140–180 атм) значением давления разрыва пласта на КПО рекомендуется ограничение приемистости по нагнетательным скважинам и увеличение охвата и жесткости системы ППД с целью снижения прорывов и более равномерной выработки пласта с плавным вытеснением нефти закачкой.

Для районов с повышенным (190–230 атм) значением давления разрыва пласта на КПО рекомендуется организация системы ППД в скважинах с горизонтальным стволом (ГС). Закачка в ГС ППД ведется при меньшем забойном давлении (рис. 1), не происходит превышение давления разрыва и образование трещин автоГРП, которые влияют на рост обводненности [9, 10].

Выполнен анализ темпов падения (ТП) добычи/дебитов нефти по добывающим скважинам с ГС в зависимости от направления линий тока от ППД в сторону ГС относительно регионального стресса (рис. 3).

Первый способ — организация ППД с линиями тока от нагнетательных скважин к добывающим вдоль регионального стресса. Второй способ — организации ППД с линиями тока от нагнетательных скважин к добывающим поперек регионального стресса. При организации ППД первым способом влияние ППД приводит к меньшему падению уровня добычи нефти в первые 6–9 месяцев, по сравнению со вторым (рис. 4). Однако на второй год разработки растет обводненность в добывающих скважинах, имеющих влияние ППД вдоль регионального стресса. На текущий момент бурение скважин и организация очагов нагнетания в новых участках разработки ведется преимущественно вторым способом [11].

Результаты применения ППД в ГС на объекте КПО Арланского месторождения

Первый опыт применения ГС ППД в республике Башкортостан был реализован в 2016–2018 году на Знаменском месторождении по объекту С1т. Средний прирост дебита нефти по очагам ППД с ГС оценивается в 6–10 т/сут. При этом по очагам ГС ППД отмечается восстановление пластового давления, выражающееся в повышении забойного давления в добывающих скважинах окружения и появлении потенциала для проведения оптимизации глубинного оборудования и форсирования отборов. Объект С1т отличается от КПО более выдержанной нефтенасыщенной толщиной (от 15 м и более) и,

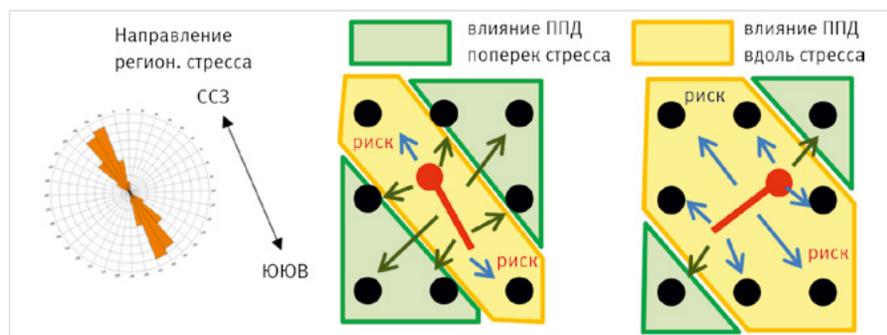


Рис. 3. Схемы организации и влияние ППД в зависимости от регионального стресса
Fig. 3. Organization schemes and the impact of reservoir pressure maintenance depending on regional stress

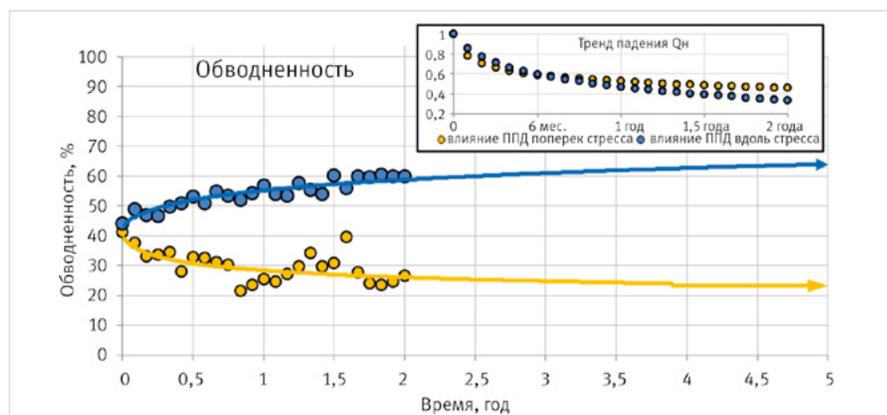


Рис. 4. Влияние системы ППД на добывающие ГС с учетом расположения относительно линии регионального стресса
Fig. 4. An impact of the reservoir pressure maintenance system on producing horizontal wells according to location relative to the regional stress line

как правило, наличием подстилающего водоносного пласта. Перемычка между нефтью и водоносными интервалами пластов С1t присутствует не везде, ее средняя толщина — 1–2 м. Пласты КПО отличаются от С1t меньшей нефтенасыщенной толщиной, порядка 3–6 м, а также высокой расчлененностью [12].

Организация закачки на КПО Арланского месторождения в горизонтальной скважине начата с 2019 года. С 2020 года отмечается увеличение количества нагнетательных горизонтальных скважин, и на начало 2023 года составляет 17 скважин. По сравнению с закачкой в наклонно-направленных скважинах в горизонтальных скважинах наблюдается более эффективное восстановление и стабилизация пластового давления в зоне отбора (+11 %), без интенсивного роста обводненности, в течение двух лет после организации закачки. Применение нагнетательных ГС также увеличивает охват заводнением (1 ГС ППД ≈ 2 НГС ППД), что в свою очередь способствует увеличению коэффициента извлечения нефти.

Прирост дебита нефти по очагам с организованной закачкой в ГС варьирует в пределах от 4 до 15 т/сут. Средняя эффективность ППД в ГС составляет 5,4 т/сут и превышает эффективность закачки в ННС на 42 % при прочих равных системах разработки (рис. 5, 6). При этом по нагнетательным скважинам с ГС отсутствует эффект автоГРП (рис. 1) и не происходит преждевременного обводнения, а вытеснение запасов нефти идет равномерно по матрице.

На текущий момент количество горизонтальных нагнетательных скважин с закачкой в ГС на объекте КПО Арланского месторождения составляет 4 % от общего фонда ППД, и с каждым годом этот показатель растет. Применение нагнетательных горизонтальных скважин на объекте КПО имеет положительный эффект и является перспективным методом повышения эффективности системы ППД. В результате их применения отмечается ряд положительных факторов: рост уровней добычи нефти, увеличение охвата заводнением, увеличение приведенной жесткости системы ППД, отсутствие эффекта автоГРП и роста обводненности из-за кинжальных прорывов, поддержание необходимой компенсации [9].

Итого

- По результатам анализа отчетов ГРП, исследований регионального стресса, интерпретации данных КПД, мониторинга скважин окружения, определено наличие эффекта автоГРП и преимущественное направление формирования трещин, которые способствуют кинжальному прорыву и росту обводненности в окружающих добывающих скважинах.
- Составлена карта давлений разрыва пласта, учитывающая изменение давления разрыва пласта по площади. В условиях низкопроницаемого коллектора объекта КПО в 90 % наклонно-направленных скважин закачка происходит при забойном давлении, превышающем значения давления разрыва пласта.
- Использование горизонтальных скважин для нагнетания имеет положительный эффект на выработку запасов. Закачка ведется с давлением ниже давления разрыва пласта, без эффекта автоГРП. В результате по очагам ГС ППД отмечается повышение уровней добычи нефти за счет роста



Рис. 5. Сравнение эффективности нагнетательных скважин с разным типом заканчивания

Fig. 5. Compare the efficiency of injection wells with different types of completions

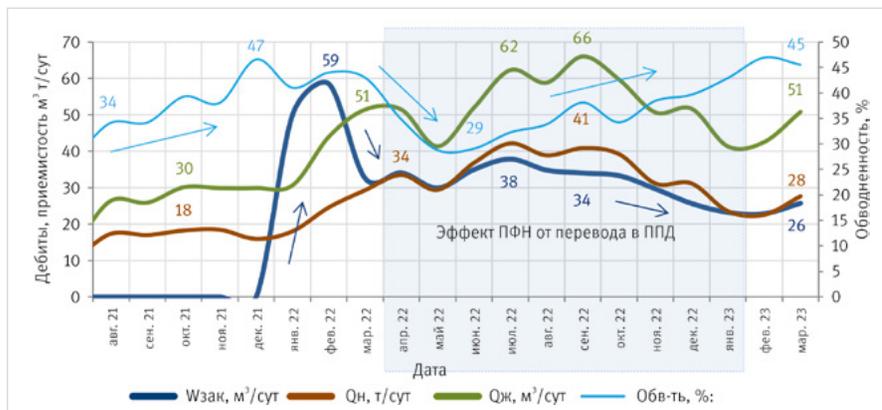


Рис. 6. Пример влияния переноса фронта нагнетания (ПФН) на добычу по очагу после перевода в ППД скважины с ГС

Fig. 6. An example of influence of conversion injection steams in production area after transfer horizontal well to injection

добычи жидкости, снижение обводненности из-за эффекта переноса фронта нагнетания, увеличение охвата заводнением и большая эффективность восстановления/поддержания пластового давления в сравнении с системами ННС ППД.

Выводы

Ведется мониторинг и усиление систем заводнения с использованием ГС ППД по объекту КПО на Арланском месторождении. Полученный положительный опыт открывает перспективы его тиражирования на карбонатные объекты среднего карбона других месторождений ООО «Башнефть-Добыча» с целью увеличения добычи нефти и совершенствования действующих систем заводнения.

Литература

1. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 368 с.
2. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М.: Недра, 1975. 168 с.
3. Шувалов А.В., Лозин Е.В. Полвека разработки Арланского нефтяного месторождения: достижения и проблемы // Нефтяное хозяйство. 2009. № 9. С. 94–97.
4. Лозин Е.В. Разработка уникального Арланского нефтяного месторождения востока Русской плиты. Уфа: БашНИПИнефть, 2012. 704 с.
5. Иламанов И.А. Тектоническое строение Арланского нефтяного месторождения //

Символ науки. 2016. № 8-1. С. 14–17.

6. Тримонова М., Дубиня Н. Основные закономерности развития трещины автоГРП // Триггерные эффекты в геосистемах. М.: ГЕОС, 2015. С. 106–113.
7. Давлетбаев А.Я., Асалхузина Г.Ф., Иващенко Д.С., Федоров А.И., Фурсов Г.А., Назаргалин Э.Р., Слабейский А.А., Сергейчев А.В., Ямалов И.Р., Валеева Э.З. Гидродинамические методы контроля за развитием трещин авто-ГРП при заводнении в низкопроницаемых коллекторах. Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE. Москва, октябрь 2015. SPE-176562.
8. Давлетбаев А.Я., Байков В.А., Бикбулатова Г.Р., Асмандияров Р.Н., Назаргалин Э.Р., Слабейский А.А., Сергейчев А.В., Нуриев Р.И. Промысловые исследования по изучению самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах. Российская техническая конференция и выставка по разведке и добыче нефти и газа SPE. Москва. Октябрь 2014. SPE-171232-MS.
9. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 84–98.
10. Сюндюков А.В., Хабибуллин Г.И., Трофимчук А.С., Сагитов Д.К. Метод поддержания оптимальной техногенной трещины путем регулирования режима нагнетания в низкопроницаемых коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 96–99.

11. Усенко В.Ф., Шрейбер Е.И., Асмоловский В.С., Халимов Э.М. Использование новой методики для изучения влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. № 12. 1973. С. 22–25.
12. Червякова А.Н., Зубик А.О., Душин А.С., Будников Д.В., Трофимов В.Е., Иксанова И.А., Коробцовская К.Ф. Методические подходы, опыт и перспектива разработки залежей турнейского яруса горизонтальными скважинами на Знаменском нефтяном месторождении // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 33–35.

ENGLISH

Results

- Based on the results of the analysis hydraulic fracturing reports, regional stress studies, interpretation of the pressure draw-down curve, and monitoring of the surrounding wells, proved the autofracture effect and were determined the dominant direction of fracture formation, which contribute to dagger breakthrough and increasing water cut in the surrounding producing wells.
- Created a map of fracturing pressures, which shows the variation of fracture pressure over the area. In the low-permeability reservoir conditions of the carbonate sediments, 90 % of directional wells are injected at bottomhole pressures higher than the fracturing pressure.
- The use of horizontal injection wells has a positive effect on oil production. Injections in horizontal wells done with lower than the

fracturing pressure, without the effect of autofracturing. As a result, in areas of horizontal injection wells increase liquid and oil production levels, and decrease water cut area after transfer horizontal well to injection, increase drainage area and higher recovery efficiency of reservoir pressure with compare to directional injection wells.

Conclusion

In the carbonate sediments in the Arlanskoye field are continued monitoring and reinforcement of the waterflooding system with use of horizontal wells. The positive experience gained opens up prospects for its replication at the carbonate sediments of middle carbon on fields of "Bashneft-Dobycha" LLC in order to increase oil production and improve the existing waterflooding systems.

References

- Baimukhametov K.S., Gainullin K.H., Syrtlanov A.Sh., Timashev E.M. Geological structure and development of the Arlanskoye oil field. Ufa: ANK "Bashneft" PJSC, 1997, p. (In Russ).
- Devlikamov V.V., Khabibullin Z.A., Kabirov M.M. Abnormal oil. Moscow: Nedra, 1975, 168 p. (In Russ).
- Shuvalov A.V., Lozin E.V. Half a century of Arlanskoye oil field development: progress and problems. Oil Industry, 2009, issue 9, P. 94–97. (In Russ).
- Lozin E.V. The development of the unique Arlanskoye oil field on the East of the Russian Plate. Ufa: BashNIPIneft, 2012, 704 p. (In Russ).
- Ilamanov I.A. Tectonic structure of Arlanskoye oil field. Symbol of science, 2016, issue 8-1, P. 14–17. (In Russ).
- Trimonova M., Dubinya N. The main tendencies of water-induced hydraulic fracture propagation. Trigger effects in geosystems, GEOS, 2015, P. 106–113. (In Russ).
- Davletbaev A.Ya., Asalkhuzina G.F., Ivaschenko D.S., Fedorov A.I., Fursov G.A., Nazargalin E.R., Slabetskiy A.A., Sergeychev A.V., Yamalov I.R., Valeeva E.Z. Methods of research for the development of spontaneous growth of induced fractures during flooding in low permeability reservoirs. Moscow, October, 2015, SPE Russian petroleum technology conference, SPE-176562-RU. (In Russ).
- Davletbaev A.Ya., Baikov V.A., Bikbulatova G.R., Asmandiyarov R.N., Nazargalin E.R., Slabetskiy A.A., Sergeychev A.V., Nuriyev R.I. Field studies of spontaneous growth of induced fractures in injection wells. Moscow, October, 2014, SPE Russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition, SPE-171232-MS. (In Russ).
- Baikov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. The selection of the optimal development system for low-permeability reservoir fields. Oil and gas business, 2011, issue 1, P. 84–98. (In Russ).
- Syundyukov A.V., Khabibullin G.I., Trofimchik A.S., Sagitov D.K. Methodology of maintaining optimal geometry of techogenic fracture by regulating injection into low-permeability reservoirs. Oil Industry, 2022, issue 9, P. 96–99. (In Russ).
- Usenko V.F., Shreiber E.I., Asmolovskiy V.S., Khalimov E.M. The use of a new methodology to study the effect of well density grid on oil recovery. Oil industry, 1973, issue 12, P. 22–25. (In Russ).
- Chervyakova A.N., Zubik A.O., Dushin A.S., Budnikov D.V., Trofimov V.E., Iksanova I.A., Korobtsovskaya K.F. Methodological approaches, experience and prospects for development of the Turnean Stage by horizontal wells at the Znamenskoye oil field. Oil industry, 2017, issue 10, P. 33–35. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ерохин Георгий Сергеевич, главный специалист отдела разработки и мониторинга месторождений (Арланское месторождение), ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: erokhings@bnipi.rosneft.ru

Erokhin Georgiy Sergeevich, chief specialist of the field development and monitoring department (Arlanskoye field), "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: erokhings@bnipi.rosneft.ru

Нуров Салават Ринатович, заместитель начальника управления по геологии и разработке Арланского месторождения, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Nurov Salavat Rinatovich, deputy head of the geology and development of the Arlanskoye field department, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Вагизов Азат Минзякиевич, начальник отдела сопровождения бурения и ЗБС (Арланское месторождение), ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Vagizov Azat Minzyakievich, head of the drilling support and sidetracking department (Arlanskoye field), "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Гареев Азат Тагирович, начальник управления по геологии и разработке Арланского месторождения, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Gareev Azat Tagirovich, head of the geology and development of Arlanskoye field department, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Азарова Татьяна Петровна, менеджер по оптимизации заводнения, департамент разработки и повышения производительности месторождений, ПАО АНК «Башнефть» Уфа, Россия

Azarova Tatyana Petrovna, waterflood optimization manager of the field development and productivity enhancement department, ANK "Bashneft" PJSC, Ufa, Russia

Якупов Рустем Фазылович, заместитель начальника управления по разработке месторождений, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Yakupov Rustem Fazylovich, deputy head of the field development department, "Bashneft-Dobycha" LLC, Ufa, Russia