



ПРОМЫШЛЕННЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ НА НОВО-ХАЗИНСКОЙ ПЛОЩАДИ АРЛАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ – 60 ЛЕТ СПУСТЯ

И. А. Фаизов¹, А. Ш. Гарифуллин¹, В. Ш. Мухаметшин^{*2}, Л. С. Кулешова²,
С. Р. Нуров¹, Р. Р. Гареев¹, Р. Ф. Якупов³, З. Н. Сагитова²

¹ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

²Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной
технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

³ООО «Башнефть-добыча», Уфа, Россия

Industrial experiment at the Novo-Khazinskaya area of the Arlan field – 60 years later

I. A. Faizov¹, A. Sh. Garifullin¹, V. Sh. Mukhametshin^{*2}, L. S. Kuleshova², S. R. Nurov¹,

R. R. Gareev¹, R. F. Yakupov³, Z. N. Sagitova²

¹«RN-BashNIPIneft» LLC, Ufa, Russia

²Institute of Oil and Gas, Ufa State Oil Technical University (branch in Oktyabrsky), Russia

³«Bashneft-Dobycha» LLC, Ufa, Russia

ABSTRACT

The article presents the results of the Novo-Khazinsky industrial experiment on the well grid density (WGD), taking into account the change in the understanding of the geological structure and current development indicators. The final oil recovery factor was determined, conclusions about the effect of well grid compaction on this indicator were summarized. It is shown that the well grid compaction at an early development stage in the conditions of heterogeneous layers of the Lower Carboniferous terrigenous strata (LCTS) of the Arlan field is expedient and significantly affects the final oil recovery factor (ORF). The increase in the final oil recovery factor from the WGD compaction from 14.7 to 10.3 ha/well with the organization of a rigid reservoir pressure maintenance system (RPM) is estimated at 0.125-unit fraction. The absence of the WGD influence on the geological and technological measures (GTM) effectiveness in terms of restoring oil production has been established. The efficiency of such well interventions is largely influenced by the geological and physical parameters of the well bottomhole formation zones and the well operation technological parameters. The results obtained can be used to analyze and improve the efficiency of existing development systems. Further study of the WGD impact on development indicators (on the example of a field experiment at the Akineevsky and Cherlak experimental sites of the Arlanskoeye field) is of significant scientific and practical interest.

Keywords: oil fields development; Arlan oil field; Novo-Khazinsky experiment; well grid density; oil recovery factor.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Известно, что полнота выработки запасов месторождений природных углеводородов определяется особенностями геологического строения залежей [1-7] и соответствием этим особенностям применяемых технологий разработки [8-15]. При этом важнейшим технологическим параметром разработки является плотность сетки скважин (ПСС) [16-26].

Специальным исследованиям по влиянию ПСС на нефтеотдачу было посвящено множество работ [27-32]. Первый промышленный эксперимент по разряжению сетки скважин был начат на Бавлинском нефтяном месторождении в 1958 г. [33-36].

Объектом исследований были выбраны терригенные отложения пашийского горизонта (ТТД), обладающие хорошими коллекторскими свойствами (средняя про-

ницаемость 0.596 мкм², средняя пористость 13.8%), имеющие сравнительно однородное строение, насыщенные нефтью малой вязкости (2.4 мПа·с) [33]. Для того чтобы сохранить режим воздействия на пласт все скважины были разделены на 26 групп. Отключение скважин в каждой из групп происходило последовательно в противоположных группах, относительно купола залежи, начиная с групп в периферийной части залежи. Добыча отключенных скважин перераспределялась по скважинам соответствующей группы. Таким образом, авторы эксперимента постарались исключить влияние сторонних факторов на результат эксперимента [34].

В представленных геолого-физических условиях однозначно установлена связь между конечной нефтеотдачей и ПСС. Фактические потери от разряжения сетки скважин с 20 до 40 га/скв различными исследователями оцениваются в 4.7-6.7% [34].

Вслед за Бавлинским экспериментом проводит-

ся промышленный эксперимент на опытном участке Ново-Хазинской площади Арланского месторождения. Объектом исследования выбрана терригенная толща нижнего карбона (ТТНК). Порядок и условия проведения эксперимента были утверждены бюро ЦКР в апреле 1966 г. [37, 8].

Отличительной особенностью отложений ТТНК Арланского месторождения от отложений ТТД Бавлинского месторождения являются лучшие коллекторские свойства (средняя проницаемость 1.317 и 0.596 мкм², средняя пористость 21.0 и 13.8 % соответственно) при более сложном геологическом строении и насыщении нефтью повышенной вязкости (вязкость 22.3 и 2.4 мПа·с соответственно).

В последующие годы многими авторами проводилась оценка результатов Ново-Хазинского эксперимента [37-42]. Оценки выполнялись на 01.01.1978 г., 01.01.1988 г., 01.01.1997 г. После 1997 г. уменьшение ПСС не происходило, что позволило эксплуатировать экспериментальные поля с постоянной ПСС. Впоследствии Лозиным Е. В. был проведен анализ результатов эксперимента на 01.01.2010 г. [37]. Однако оценка была проведена без учета влияния на разработку краевых скважин участков.

В 2018 г. группой специалистов под руководством Гарифуллина А. Ш. [42] проведена оценка результатов Ново-Хазинского эксперимента с учетом влияния на разработку краевых скважин участков. В работе так же были изучены различные варианты учета влияния скважин на разработку. Анализ проводился на запасы, оцененные Ю. Н. Крашенинниковым в 01.01.1993 г. [42]. В результате расчета были получены завышенные значения коэффициента извлечения нефти (КИН). Наиболее вероятной причиной этого является недостаточная изученность геологического строения на дату оценки запасов в 1993 г.

Настоящая работа является логическим продолжением работы [42]. Оценка влияния ПСС на текущие показатели разработки и конечный КИН проведена с учетом нового представления о геологическом строении ТТНК, полученного в рамках пересчета запасов 2020-2021 гг. [43]. Расчеты проведены с учетом влияния краевых скважин на добычу по экспериментальным полям. Выработка по полям оценена в целом по объекту, в виду невозможности точного учета притока нефти по продуктивным пластам. Следует отметить, что анализ технологических показателей осуществлялся на дату 01.01.2020 г.

Выбор опытных участков. Геологические особенности

Опытный участок изначально состоял из трех полей – Северное, Южное и Восточное с условными границами, и находился в центральной части Ново-Хазинской площади. При изучении геолого-физических характеристик выяснилось, что свойства пластов Южного и Северного полей сравнительно близки между собой, тогда как пласты Восточного поля значительно отличаются. Восточное поле исключили из эксперимента.

В 1980 г. на основе подсчета запасов нефти, утвержденного в ГКЗ СССР в 1977 г., произведен подсчет запасов нефти на опытном участке Ново-Хазинской площади [37]. Выделено пять промышленно-нефтеносных песчаных и песчано-алевролитовых пластов – СII, CIV, CV, CVI0 и CVI (сохранена старая индексация пластов). 95% запасов на

Северном поле сосредоточено в пластах СII и CVI, и 87% на Южном в этих пластах.

В работах [33, 38] фигурируют несколько иные величины начальных геологических запасов (НГЗ). Как следует из сравнения НГЗ, величины в более поздний период (1993 г.) были несколько скорректированы и увеличились по Северному полю +0.6% и на +1.3% по Южному полю.

В 2020-2021 гг. изменилось представление о геологическом строении Арланского нефтяного месторождения. На основании бурения новых скважин, сейсморазведочных работ 3D и отбора керна проведен подсчет запасов нефти и растворенного газа [43]. Подсчет выполнен с целью уточнения геологического строения месторождения, обобщения всей геолого-геофизической информации.

В представленных документах и материалах уточнена индексация пластов в связи с утверждением ГКЗ Роснедра 22.03.2016 г. уточненной обобщенной схемы расчленения геологического разреза Республики Башкортостан. Пласты терригенных отложений нижнего карбона – CI, CII, CIII объединены в один подсчетный объект C1tl.1-2-3; CIV0, CIV – в C1tl.4.0-4; CV и CVI0 – в C1tl.5-6. В таблице 1 представлена геолого-физическая характеристика опытных полей согласно последнему подсчету запасов.

Как следует из таблицы 1, как на Северном, так и на Южном полях выделяются пачки C1tl.1-2-3, C1tl.4.0-4 + C1tl.5-6 и C1rd-bb. В пачках C1tl.1-2-3 и C1rd-bb не только сосредоточены основные запасы нефти и наибольшие нефтенасыщенные начальные толщины, но они обладают и лучшими коллекторскими свойствами и более однородны, по сравнению с пачкой C1tl.4.0-4 + C1tl.5-6. Так, если пористости этих пачек одинаковы (21% по пачкам C1tl.1-2-3 и C1tl.4.0-4 + C1tl.5-6, 22% по C1rd-bb), то проницаемости пачек C1tl.1-2-3 и C1rd-bb составляют в среднем 1.1 мкм², а пачек C1tl.4.0-4 + C1tl.5-6 – 0.5 мкм² соответственно.

Распространение пачек C1tl.1-2-3 и C1rd-bb по площади сопоставимо (1.00 и 0.93 д.ед. соответственно), пачка C1tl.4.0-4 + C1tl.5-6 распространена в меньшей степени (в среднем 0.78 д.ед.). Степень вскрытия пачек C1tl.1-2-3 и C1rd-bb практически одинаковы (0.88 и 0.86 д.ед. соответственно), пачка C1tl.4.0-4 + C1tl.5-6 вскрыта в меньшей степени (в среднем 0.70 д.ед.). Учитывая вышесказанное и то, что в средней пачке C1tl.4.0-4 + C1tl.5-6 сосредоточено до 10% всех геологических запасов рассматриваемых полей, определяющее влияние на результаты эксперимента оказывает разработка пачек C1tl.1-2-3 и C1rd-bb.

Сравнение характеристик пачек C1tl.1-2-3 и C1rd-bb Северного и Южного полей показывают, что пачки C1tl.1-2-3 и C1rd-bb Северного поля обладают большими нефтенасыщенными толщинами (6.1 и 8.0 м) по сравнению с аналогичными пачками Южного поля (5.1 и 6.9 м соответственно). При этом проницаемость пачек C1tl.1-2-3 и C1rd-bb по Северному полю немного ниже, чем по Южному (1.101 и 1.366 мкм² по северному и 1.144 и 1.394 мкм² по южному соответственно).

Коэффициент распространения пачек C1tl.1-2-3 и C1rd-bb по площади по Северному полю составляет 1.00 и 0.99 д.ед., по Южному полю – 0.99 и 0.86 д.ед. соответственно. Степень вскрытия пачек C1tl.1-2-3 и C1rd-bb по полям составляет 0.85 и 0.88 д.ед. по Южному полю,

0.90 и 0.84 д.ед. по Северному полю. Таким образом по степени распространения и доли вскрытия основных пачек Северное и Южное поля не отличаются.

В результате проведенного анализа нового представления о геологическом строении месторождения произошло изменение геолого-физических характеристик полей. Однако относительного изменения геолого-физических характеристик полей не произошло. Северное и

Южное поля по-прежнему остаются сравнительно близкими по геолого-физическим характеристикам.

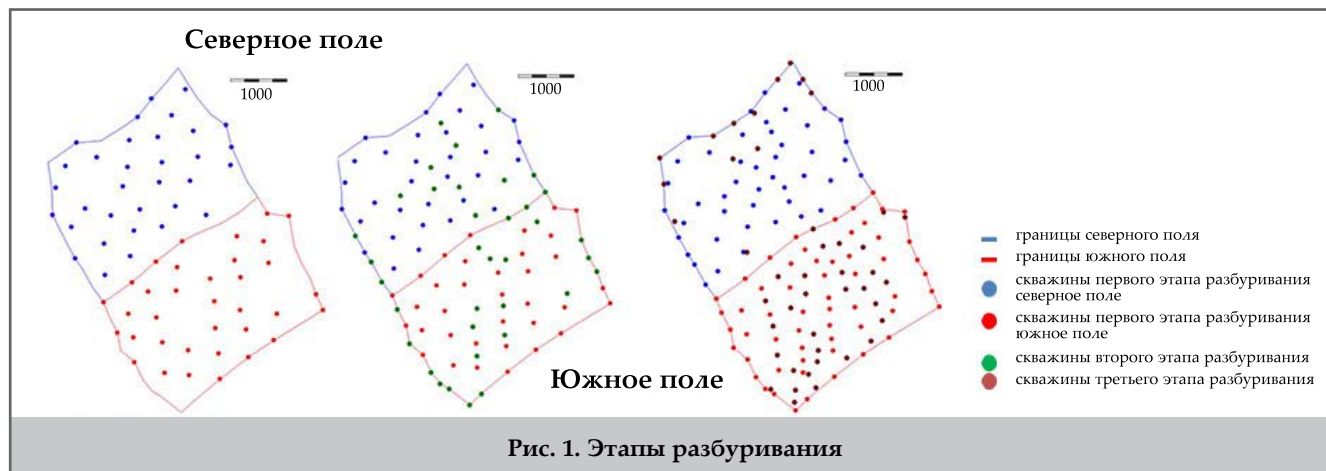
Формирование системы разработки.

Расчет ПСС

С 1960 по 2001 г. на Северном поле пробурены 74 скважины, после чего бурение скважин не велось. На Южном поле бурение скважин завершено в 1996 г., про-

Таблица 1

| Геолого-физическая характеристика опытных полей | | |
|---|----------|--------|
| Показатели | Поля | |
| | Северное | Южное |
| Площадь, тыс. м ² | 8192.5 | 7952.5 |
| Доля запасов в водонефтяной зоне, % | 4.8 | 0.8 |
| Пористость, % | 21.4 | 21.7 |
| Начальная нефтенасыщенность, д.ед. | 0.83 | 0.83 |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м | 14.4 | 12.9 |
| Средняя толщина пластов, м | | |
| - C1tl.1-2-3 | 6.1 | 5.1 |
| - C1tl.4.0-4+C1tl.5-6 | 2.1 | 3.1 |
| - C1rd-bb | 8.0 | 6.9 |
| Начальная нефтенасыщенная толщина пластов, м | | |
| - C1tl.1-2-3 | 5.8 | 5.0 |
| - C1tl.4.0-4+C1tl.5-6 | 2.1 | 3.1 |
| - C1rd-bb | 7.5 | 6.7 |
| Коэффициент проницаемости (по данным РИГИС), мкм ² | | |
| - C1tl.1-2-3 | 1101 | 1144 |
| - C1tl.4.0-4+C1tl.5-6 | 404 | 618 |
| - C1rd-bb | 1366 | 1394 |
| Коэффициент песчаности, д.ед. | 0.43 | 0.39 |
| Коэффициент расчлененности по ТТНК, д.ед. | 3.9 | 4.2 |
| Коэффициент расчлененности, д.ед. | | |
| - C1tl.1-2-3 | 1.1 | 1.2 |
| - C1tl.4.0-4+C1tl.5-6 | 1.3 | 1.8 |
| - C1rd-bb | 1.8 | 1.3 |
| Коэффициент вытеснения, д.ед. | | |
| - C1tl.1-2-3 | 0.680 | 0.682 |
| - C1tl.4.0-4+C1tl.5-6 | 0.643 | 0.659 |
| - C1rd-bb | 0.688 | 0.689 |
| Коэффициент распространения коллектора, д.ед. | | |
| - C1tl.1-2-3 | 1.00 | 0.99 |
| - C1tl.4.0-4+C1tl.5-6 | 0.68 | 0.88 |
| - C1rd-bb | 0.99 | 0.86 |
| Степень вскрытия, д.ед. | | |
| - C1tl.1-2-3 | 0.85 | 0.90 |
| - C1tl.4.0-4+C1tl.5-6 | 0.60 | 0.80 |
| - C1rd-bb | 0.88 | 0.84 |
| Доля НГЗ по пачкам, д.ед. | | |
| - C1tl.1-2-3 | 0.43 | 0.41 |
| - C1tl.4.0-4+C1tl.5-6 | 0.07 | 0.15 |
| - C1rd-bb | 0.50 | 0.44 |



буренный эксплуатационный фонд составил 94 скважины. Этапы разбуривания представлены на рисунке 1.

Все пробуренные скважины можно классифицировать по их расположению относительно границ полей на внутренние, граничные и угловые. В соответствии с расположением и принципами анализа систем разработки учет количества скважин, добычи нефти и закачки воды определяется из предположения, что скважины внутри поля (внутренние) всецело участвует в процессе разработки, технологические показатели скважин на границе полей (граничные) учитываются с коэффициентом 0,5, а скважин, расположенных в углах полей (угловых), – с коэффициентом 0,25. Количество скважин каждого типа представлено в таблице 2.

На рисунке 2 приведена динамика эксплуатационного фонда и ПСС по Северному и Южному полям с учетом деления скважин на группы. Анализ динамики ПСС позволил выделить периоды эксплуатации, в которых плотность сеток скважин оставалась постоянной. Для Северного поля выделяются четыре периода с плотностями сеток соответственно 18,9, 19,3, 17,5 и 14,7 га/скв, для Южного поля – три периода: 13,9, 11,1 и 10,3 га/скв. соответственно.

Анализ технологических показателей

На рисунке 3 представлена динамика технологических показателей по Северному и Южному полям. На которых выделяются три этапа. Первый этап (1963-1973 гг.) характеризуются первоначальным ростом добычи нефти

за счет бурения новых скважин и освоением системы поддержания пластового давления. С 1974 г. на обоих участках начинается 2 этап. Увеличение фонда добывающих и нагнетательных скважин привел к значительному увеличению отборов жидкости и нефти. С 2011 года начинается 3 этап, характеризующийся ростом добычи нефти. Особенностью этого этапа является отсутствие ввода новых скважин, при этом рост годовой добычи нефти вызван проведением эффективных геолого-технических мероприятий, таких как интенсификация добычи, обработка призабойной зоны, реперфорация, ввод из бездействия.

В таблице 3 приведены основные технологические показатели по полям. На 01.01.2020 г. текущий КИН по Северному полю 0,346 д.ед., по Южному – 0,451 д.ед. Отношение действующего добывающего фонда к нагнетательному по Северному полю составила 0,7 д.ед., по Южному – 1,2 д.ед.

Не маловажен тот факт, что рост добычи нефти на всех этапах связан не только с увеличением плотности сетки скважин, но и с усилением системы поддержания пластового давления и проведением на третьем этапе геолого-технических мероприятий (ГТМ). Оценка эффективности ГТМ показала, что их количество (25 по Северному полю, 27 по Южному) и их эффективность (3056 т/скв по Северному полю, 2923 т/скв по Южному) примерно одинаковые по обоим полям. При этом следует отметить, что из всего объема ГТМ (52 мероприятия) только шесть мероприятий (3 по каждому полю) это ввод из бездей-



ствия – ГТМ на дополнительную добычу. Остальные 46 мероприятий направлены на восстановление добычи и не влияют на конечную нефтеотдачу.

На текущий момент по обоим полям наблюдается длительная эксплуатация при неизменной ПСС – 22 и 24 года по Северному и Южному полям соответственно. При этом наблюдается одинаковый уровень накопленной добычи, при разнице абсолютных значений текущего КИН в 30%. Жесткость системы ППД выше по Северному полю относительно Южного.

Оценка КИН. Обсуждение результатов

Величины конечной нефтеотдачи определены путем построения характеристик вытеснения для каждого выделенного этапа с постоянной ПСС по каждому полю [44-48]. На рисунке 4 представлен пример характеристики вытеснения в координатах $Q_{ж}/Q_{с}-Q_{н}$ (метод Назарова С. Н., Сипачева Н.В.).

Величина извлекаемых запасов оценивалась при

достижении предельной величины обводненности в 99 %. Результаты расчетов представлены в таблице 4.

| Тип скважин | Количество скважин, шт. | | Учет влияния скважин, доля |
|-----------------|-------------------------|------------|----------------------------|
| | Северное поле | Южное поле | |
| внутренние | 44 | 64 | 1 |
| граничные | 26 | 26 | 0.5 |
| угловые | 4 | 4 | 0.25 |
| общие граничные | 6 | | 0.5/0.5 |
| общие угловые | 2 | | 0.25/0.25 |
| всего | 74 | 94 | |

| Показатели на 01.01.2020 г. | Северное поле | Южное поле |
|--|---------------|------------|
| Текущий КИН, доли ед. (с учетом ПЗ 2021 г.) | 0.346 | 0.451 |
| Перебывало в добыче, шт. | 61 | 84 |
| Перебывало в закачке, шт. | 45 | 47 |
| Действующий фонд добывающих скважин, шт. | 22 | 35 |
| Действующий фонд нагнетательных скважин, шт. | 32 | 30 |
| Годовая добыча нефти, тыс. т | 43.7 | 43.1 |
| Годовая добыча жидкости, тыс. т | 1873 | 1518 |
| Годовая закачка, тыс. м ³ | 1814 | 1576 |
| Средний дебит по нефти, т/сут | 5.2 | 4.7 |
| Средний дебит по жидкости, т/сут | 259.7 | 175.1 |
| Обводненность, % | 98.0 | 97.3 |
| Средняя приемистость, м ³ /сут | 209 | 191 |
| Текущая компенсация, % | 105 | 118 |
| Накопленная компенсация, % | 115 | 117 |

| Эксплуатационный участок | ПСС | Название метода | | | | | | | | Ср значение | Факт на 01.01.2020 г. |
|--------------------------|------|-----------------|--------------|----------------|---------------|--------------|----------------|--------------|---------------|-------------|-----------------------|
| | | Назарова С.Н. | Гайсина Д.К. | Максимова М.И. | Сазонова Б.Ф. | БашНИПИнефть | Пермякова И.Г. | Мовмыги Г.Г. | Ткаченко И.А. | | |
| Северное поле | 18.9 | 0.136 | 0.327 | 0.251 | 0.371 | 0.327 | - | 0.125 | 0.142 | 0.240 | 0.346 |
| | 18.3 | 0.201 | 0.375 | 0.355 | 0.476 | 0.375 | - | - | 0.178 | 0.327 | |
| | 17.5 | 0.361 | 0.374 | 0.436 | 0.454 | 0.374 | 0.329 | 0.316 | 0.312 | 0.370 | |
| | 14.7 | 0.391 | 0.396 | 0.431 | 0.439 | 0.396 | 0.363 | 0.359 | 0.359 | 0.392 | |
| Южное поле | 13.9 | 0.312 | 0.511 | 0.526 | - | 0.513 | - | - | 0.240 | 0.421 | 0.451 |
| | 11.1 | 0.453 | 0.467 | 0.533 | 0.554 | 0.467 | 0.411 | 0.401 | 0.400 | 0.461 | |
| | 10.3 | 0.516 | 0.525 | 0.587 | 0.599 | 0.525 | 0.465 | 0.458 | 0.460 | 0.517 | |

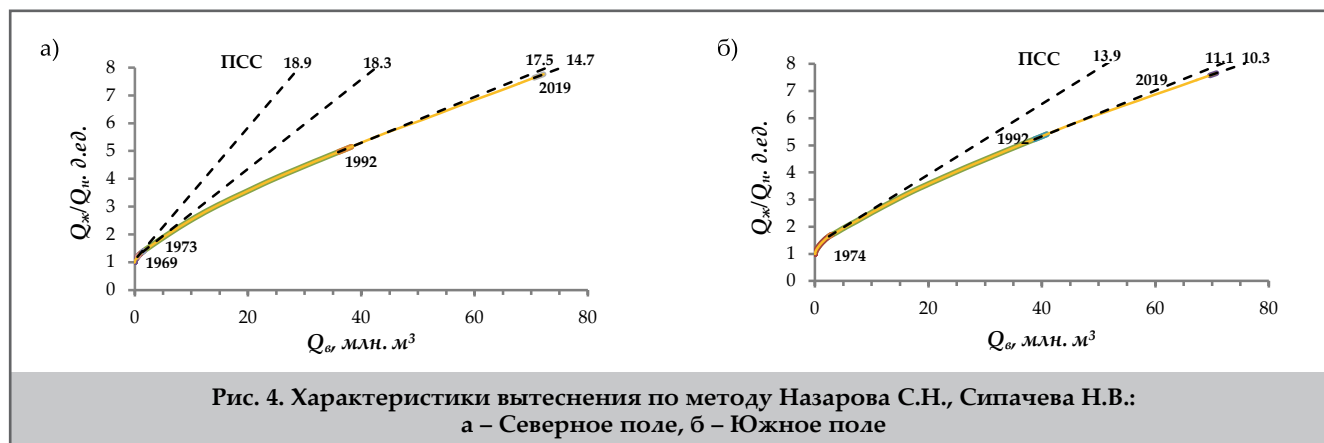


Рис. 4. Характеристики вытеснения по методу Назарова С.Н., Сипачева Н.В.: а – Северное поле, б – Южное поле

Результаты прогноза показали, что на дату 01.01.2020 г. КИН по Северному полю прогнозируется в 0.392 д.ед., по Южному полю – 0.517 д.ед. при ПСС соответственно 14.7 и 10.3 га/скв. Учитывая факт, что фактическая жесткость системы ППД на протяжении всего периода разработки на Северном поле выше, чем на Южном, можно утверждать, что разница в конечном КИН обусловлена в

большей степени влиянием ПСС.

Следует отметить, что с течением времени влияние ПСС на КИН возрастает – наблюдается увеличение разницы текущего КИН по экспериментальным полям. Так разница КИН на 01.01.2020 г. по Северному и Южному полям составляет 0.105 д.ед., а при достижении прогнозных значений КИН будет различаться уже на 0.125 д.ед.

Выводы

- Анализ показал, что уплотнение сетки скважин на ранней стадии разработки в условиях неоднородных пластов ТГНК Арланского месторождения целесообразно и значительно влияет на конечный КИН. Прирост конечного КИН от уплотнения ПСС с 14.7 до 10.3 га/скв с организацией жесткой системы ППД оценивается в 0.125 д.ед.
- Установлено отсутствие влияния ПСС на эффективность ГТМ в плане восстановления добычи нефти. На эффективность таких ГТМ в большей степени влияют геолого-физические параметры призабойных зон скважин и технологические параметры работы скважин.
- Полученные результаты могут быть использованы для анализа и повышения эффективности существующих систем разработки. Дальнейшее развитие исследования влияния ПСС на показатели разработки (на примере изучения промыслового эксперимента на Акинеевском и Черлакском опытных участках Арланского месторождения) имеет значительный научно-практический интерес.

Литература

1. Шахвердиев, А. Х. (2017). Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 2, 58-63.
2. Larue, D. K., Yue, Y. (2003). How stratigraphy influences oil recovery: a comparative reservoir database study. *The Leading Edge*, 22(4), 332-339.
3. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672-1685.
4. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н. (2021). Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья. *Записки Горного института*, 252, 896-907.
5. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.
6. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
7. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.
8. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
9. Алваро, В., Манрик, Э. (2011). Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. *Москва: Премиум инжиниринг*.

10. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективно-го применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
11. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.
12. Велиев, Э. Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
13. Муслимов, Р. Х. (2016). Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Нефть. Газ. Новации*, 4, 8-17.
14. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.
15. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
16. Дмитриевский, А. Н., Еремин, Н. А. (2015). Современная НТП и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, 6, 10-16.
17. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.
18. Шпуров, И. В., Захаренко, В. А., Фурсов, А. Я. (2015). Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НПП. *Недропользование XXI век*, 1 (51), 12-19.
19. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.
20. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.
21. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шештиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
22. Антоневиц, Ю. С., Ефимов, А. В. (2013). Интегрированный подход к управлению инвестиционным портфелем в нефтегазодобывающих компаниях. *Нефтяное хозяйство*, 12, 83-85.
23. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
24. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.
25. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.
26. Муслимов, Р. Х. (2008). Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. *Нефтяное хозяйство*, 3, 30-35.
27. Гусейнов, А. Г., Гусейнов, Е. А. (2021). Пути совершенствования инновационной деятельности на нефтегазодобывающих предприятиях. *SOCAR Proceedings*, SI2, 1-7.
28. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.
29. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.
30. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготизируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
31. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.
32. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
33. Закиров, С. Н. (2002). Анализ проблемы «плотность сетки скважин – нефтеотдача». *Москва: Грааль*.
34. Хисамов, Р. С., Хакимзянов, И. Н., Лифантьев, А. В. и др. (2021). Результаты эксперимента по разрежению сетки скважин на основной залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения через 60 лет. *Нефтяное хозяйство*, 7, 18-22.
35. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
36. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Лифантьев, А. В. и др. (2022). Регулирование разработки основной залежи пашийского горизонта Бавлинского месторождения путем ограничения закачки воды. *SOCAR Proceedings*, SI1, 45-56.
37. Лозин, Е. В. (2012). Разработка уникального Арланского нефтяного месторождения востока Русской плиты. *Уфа: БашНИПИнефть*.

38. Баймухаметов, К. С., Гайнуллин, К. Х., Сыртланов, А. Ш., Тимашев, Э. М. (1997). Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. *Уфа: РИЦ АНК «Башнефть»*.
39. Крашенинников, Ю. Н., Васильев, Л. Н. (1990). Особенности разработки Черлакского участка Новоказинской площади. *Сборник научных трудов БашНИПИнефть*, 81, 90-96.
40. Усенко, В. Ф., Шрейбер, Е. И., Асмоловский, В. С., Халимов, Э. М. (1973). Использование новой методики для изучения влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу. *Нефтяное хозяйство*, 12, 22-25.
41. Усенко, В. Ф., Шрейбер, Е. И., Халимов, Э. М. и др. (1976). Оптимизация плотности сетки скважин. *Уфа: Башнигиздат*.
42. Гарифуллин, А. Ш., Осипова, О. А., Нуров, С. Р. (2018). Оценка влияния плотности сетки скважин на конечный коэффициент извлечения нефти на примере Арланского месторождения. *Сборник научных трудов БашНИПИнефть*, 125, 105-115.
43. (2021). Пересчет запасов нефти и растворенного газа Арланского нефтяного месторождения. Отчет. *Уфа: РН-БашНИПИнефть*.
44. Савельев, В. А., Токарев, М. А., Чинаров, А. С. (2008). Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи. *Ижевск: Удмуртский университет*.
45. Аглиуллина, Е. А., Дунаев, С. А., Лозин, Е. В. и др. (2002). Методика БашНИПИнефти для анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений. *Уфа: БашНИПИнефть*.
46. Казаков, А. А. (1976). Прогнозирование показателей разработки месторождений по характеристикам вытеснения нефти водой. *Нефтепромысловое дело*, 5-7.
47. Мирзаджанзаде, А. Х., Хасанов, М. М., Бахтизин, Р. Н. (1999). Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. *Уфа: Гилем*.
48. Пьянков, В. Н. (1997). Алгоритмы идентификации параметров модели Баклея-Левретта в задачах прогноза добычи нефти. *Нефтяное хозяйство*, 10, 62-65.

References

1. Shakhverdiev, A. Kh. (2017). Some conceptual aspects of systematic optimization of oil field development. *Oil Industry*, 2, 58-63.
2. Larue, D. K., Yue, Y. (2003). How stratigraphy influences oil recovery: a comparative reservoir database study. *The Leading Edge*, 22(4), 332-339.
3. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373-1384.
4. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N. (2021). Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, 252, 896-907.
5. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.
6. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
7. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.
8. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
9. Alvarado, V., Manrik, E. (2011). Methods of increasing oil recovery. Planning and application strategies. *Moscow: Premium Engineering*.
10. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
11. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propanol treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.
12. Veliyev, E. F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
13. Muslimov, R. Kh. (2016). A new strategy for the development of oil fields in modern Russia is to optimize production and maximize KIN. *Oil. Gas. Novation's*, 4, 8-17.
14. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.
15. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
16. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A. (2015). Modern scientific and technological revolution and a paradigm shift in the development of hydrocarbon resources. *Problems of Economics Project: Digital Fields and Wells*, 6, 10-16.
17. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.
18. Shpurov, I. V., Zakharenko, V. A., Fursov, A. Ya. (2015). A differentiated analysis of the degree of involvement and the

depletion of stocks of jurassic deposits in the Western Siberian oil-and-gas province. *Subsoil Using – XXI Century*, 1(51), 12-19.

19. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

20. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

21. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

22. Antonevich, Yu. S., Efimov, A. V. (2013). Integrated approach to investment portfolio management in oil and gas companies. *Oil Industry*, 12, 83-85.

23. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

24. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

25. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

26. Muslimov, R. Kh. (2008). Methods of increasing an oil fields development efficiency at a late stage. *Oil Industry*, 3, 30-35.

27. Huseynov, A. G., Huseynov, E. A. (2021). The expansion of innovative activity on rise of oil production enterprises in Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*, SI2, 1-7.

28. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.

29. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh. et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the Turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

30. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

31. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

32. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

33. Zakirov, S. N. (2002). Analysis of the problem «well grid density – oil recovery». *Moscow: Grail*.

34. Khisamov R. S., Khakimzyanov I. N., Lifantiev A. V., et al. (2021). Evaluation of wide well spacing pilot project in D1 horizon of Bavlinskoye field 60 years later. *Oil Industry*, 7, 18-22.

35. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the bavlinskoye oil field pashiyan formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

36. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Lifantiyev, A. V., et al. (2022). Regulation of development of the main deposit of the pashi horizon Bavlinskoye field by limiting water injection. *SOCAR Proceedings*, SI1, 45-56.

37. Lozin, E. V. (2012). Development of the unique Arlan oil field of the east of the Russian Plate. *Ufa: BashNIPIneft*.

38. Baymukhametov, K. S., Gainullin, K. Kh., Syrtlanov, A. S., Timashev, E. M. (1997). Geological structure and development of the Arlan oil field. *Ufa: RIC ANC «Bashneft»*.

39. Krashennikov, Yu. N., Vasiliev, L. N. (1990). Features of the development of the Cherlak section of Novokhazinskaya square. *Proceedings of BashNIPIneft*, 81, 90-96.

40. Usenko, V. F., Schreiber, E. I., Asmolovsky, V. S., Khalimov, E. M. (1973). Using a new technique to study the effect of well grid density on oil recovery. *Oil Industry*, 12, 22-25.

41. Usenko, V. F., Schreiber, E. I., Khalimov, E. M., et al. (1976). Optimization of well grid density. *Ufa: Bashknigoizdat*.

42. Garifullin, A. Sh., Osipova, O. A., Nurov, S. R. (2018). Assessment of the influence of the well grid density on the final oil recovery coefficient on the example of the Arlanskoye field. *Collection of scientific works of BashNIPIneft*, 125, 105-115.

43. (2021). Recalculation of oil and dissolved gas reserves of the Arlan oil field. Report. *Ufa: RN-BashNIPIneft*.

44. Saveliev, V. A., Tokarev, M. A., Chinarov, A. S. (2008). Geological and field methods of oil recovery forecast. *Izhevsk: Udmurt University*.

45. Agliullina, E. A., Dunaev, S. A., Lozin, E. V., et al. (2002). BashNIPIneft methodology for the analysis and design of oil field development. *Ufa: BashNIPIneft*.

46. Kazakov, A. A. (1976). Forecasting of indicators of development according to characteristics of replacement of oil by water. *Oilfield Engineering*, 5-7.

47. Mirzajanzade, A. Kh., Khasanov, M. M., Bakhtizin, R. N. (1999). Etudes on modeling complex oil and gas production systems. nonlinearity, nonequilibrium, heterogeneity. *Ufa: Gilem*.

48. Pyankov, V. N. (1997). Algorithms for identifying parameters of the Buckley-Leverett model in oil production forecasting problems. *Oil Industry*, 10, 62-65.

Промышленный эксперимент на Ново-Хазинской площади Арланского месторождения – 60 лет спустя

И. А. Фаизов¹, А. Ш. Гарифуллин¹, В. Ш. Мухаметшин², Л. С. Кулешова²,
С. Р. Нуров¹, Р. Р. Гареев¹, Р. Ф. Якупов³, З. Н. Сагитова²

¹ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

²Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной
технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

³ООО «Башнефть-добыча», Уфа, Россия

Реферат

В статье представлены результаты анализа Ново-Хазинского промышленного эксперимента по плотности сетки скважин (ПСС) с учетом изменения представления о геологическом строении и текущих показателей разработки. Определен конечный коэффициент извлечения нефти, обобщены выводы о влиянии уплотнения сетки скважин на данный показатель. Показано, что уплотнение сетки скважин на ранней стадии разработки в условиях неоднородных пластов терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) Арланского месторождения целесообразно и значительно влияет на конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Прирост конечного КИН от уплотнения ПСС с 14.7 до 10.3 га/скв с организацией жесткой системы поддержания пластового давления (ППД) оценивается в 0.125 д.ед. Установлено отсутствие влияния ПСС на эффективность геолого-технологических мероприятий (ГТМ) в плане восстановления добычи нефти. На эффективность таких ГТМ в большей степени влияют геолого-физические параметры призабойных зон скважин и технологические параметры работы скважин. Полученные результаты могут быть использованы для анализа и повышения эффективности существующих систем разработки. Дальнейшее развитие исследования влияния ПСС на показатели разработки (на примере изучения промыслового эксперимента на Акинеевском и Черлакском опытных участках Арланского месторождения) имеет значительный научно-практический интерес.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений; Арланское нефтяное месторождение; Ново-Хазинский эксперимент; плотность сетки скважин; коэффициент нефтеотдачи.

Arlan yatağının Novo-Xazinskaya sahəsində sənaye təcrübəsi – 60 il sonra

İ. A. Faizov¹, A. Ş. Qarifullin¹, V. Ş. Muxametşin², L. S. Kuleşova²,
S. R. Nurov¹, R. R. Qareyev¹, R. F. Yakupov³, Z. N. Saqitova²

¹«RN-BaşNİPİneft» MMC, Ufa, Rusiya

²Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrskiy ş. filiali), Rusiya

³«Başneft-dobiça» MMC, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə geoloji quruluşun anlayışındakı dəyişikliyi və cari inkişaf göstəricilərini nəzərə alaraq quyu şəbəkəsinin sıxlığı (QŞS) üzrə Novo-Kazan sənaye təcrübəsinin təhlilinin nəticələri təqdim olunur. Neft hasilatının sonlu əmsalı müəyyənəndirilmişdir, quyu şəbəkəsinin sıxılmasının bu göstəriciyə təsiri barədə nəticələr ümumiləşdirilmişdir. Arlan yatağının aşağı karbon terrigen təbəqəsinin (AKTT) qeyri-bircins layları şəraitində işlənmənin ilkin mərhələsində quyu şəbəkəsinin sıxılmasının məqsədəuyğun olduğu və son neftçixarma əmsalına (SNƏ) əhəmiyyətli dərəcədə təsiri göstərilir. Sərt lay təzyiqinin saxlanması sisteminin (LTS) təşkili ilə QŞS -nin sıxılmasından son neftvermə əmsalının 14,7-dən 10.3 ha/q artması 0.125 v.p. qiymətləndirilir. Neft hasilatının bərpası baxımından geoloji və texnoloji tədbirlərin (GTT) effektivliyinə QŞS -nin təsirinin olmaması müəyyən edilmişdir. Bu cür GTT səmərəliliyinə quyudibi zonalarının geoloji-fiziki parametrləri və quyuların texnoloji parametrləri daha çox təsir göstərir. Nəticələr mövcud işlənmə sistemlərinin təhlili və səmərəliliyinin artırılması üçün istifadə edilə bilər. QŞS-nin işlənmə göstəricilərinə təsirinin öyrənilməsinin sonrakı inkişafı (Arlan yatağının Akineyev və Cerlak təcrübə sahələrində mədən təcrübəsinin öyrənilməsi nümunəsində) əhəmiyyətli elmi və praktiki marağa malikdir.

Açar sözlər: neft yataqlarının işlənməsi; Arlan neft yatağı; Novo-Xazinsk eksperimenti; quyu şəbəkəsinin sıxlığı; neft vermə əmsalı.