SOCAR Proceedings

Reservoir and Petroleum Engineering

journal home page: <http://proceedings.socar.az>

ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА ИНТЕРФЕРЕНЦИИ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ ПРИ РАЗРЯЖЕНИИ СЕТКИ СКВАЖИН НА ПАШИЙСКОМ ГОРИЗОНТЕ БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.Н.Хакимзянов^{1,2*}, В.Ш.Мухаметшин², Р.Н.Бахтизин²,
А.В.Лифантьев¹, Р.И.Шешдилов¹

¹«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Justification of Necessity to Consider Well Interference in the Process of Well Pattern Widening in the Bavlinskoye Oil Field Pashiy Formation

I.N.Khakimzyanov^{1,2}, V.Sh.Mukhametshin², R.N.Bakhtizin²,
A.V.Lifantsev¹, R.I.Sheshtirov¹*

¹«TatNIPIneft» PJSC «Tatneft» named after V.D.Shashin, Bugulma, Russia;

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

The paper discusses results of the unique field-scale experiment on halving of active wells and increase of pressure differential at bottomholes of active wells in the Bavlinskoye oil field. With a view to assess the effect of well interference between shut-in and active wells, two scenarios of oil flow lines in the reservoir, shut-in scenario and do-nothing scenario, were modeled. The numerical computation demonstrated that increase of pressure differential at an early stage of development can maintain the obtained level of production with a less number of free-flowing wells. It was also found that an optimal well pattern has to be used at an early stage of development. In this case, oil losses are lower vs. infill drilling at the late stage of development. In the latter case, high water cut challenges economic production, which was the case with half of re-entry experimental wells.

Keywords:

Free-flow production;
Increase of differential pressure;
Field-scale experiment;
Well pattern;
Well interference;
Oil flow paths.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Известно, что степень выработки запасов нефти и эффективность разработки месторождений во многом определяются соответствием выбранных технологий разработки особенностям геологического строения объектов эксплуатации [1–10]. Особую значимость при этом имеет плотность сетки скважин и определение оптимальных значений её при различных значениях геолого-физических и физико-химических свойств пластов и насыщающих их флюидов [11–16].

Ключевым моментом в решении этой проблемы является определение степени и характера взаимодействия (интерференции) добывающих и нагнетательных скважин [17–22].

Установлено, что степень интерференции скважин в условиях низкопродуктивных залежей настолько значима, что при расстояниях между добывающими и нагнетательными скважинами 200–300 м влияние закачки в пласт воды не наблюдается [23–26]. В то же время в отдельных случаях на расстоянии до 1000 м добывающие скважины в низкопроницаемых коллекторах испытывают влия-

ние закачки ввиду развитой системы трещин и в зонах разуплотнения пород-коллекторов [27–30].

Не меньше вопросов при определении оптимальных плотностей сеток скважин возникает при разработке относительно высокопродуктивных залежей нефти в терригенных коллекторах несмотря на то, что по ним накоплен значительный опыт разработки, и решению этой проблемы уделялось особое внимание на протяжении более 50 лет [31–34].

Особое значение в получении ответа на вопрос о влиянии интерференции скважин на показатели разработки при разряжении сетки имеет анализ опыта проведенного эксперимента на Бавлинском месторождении Республики Татарстан [35, 36].

Бавлинское месторождение известно не только по всей России, но и за рубежом благодаря уникальному промышленному эксперименту, который проводился в течение трех десятилетий и состоял в двукратном сокращении числа действующих скважин методом увеличения депрессии, и почти вдвое увеличения среднего дебита оставшихся в эксплуатации скважин, что позволило оценить влияние плотности сетки скважин

*E-mail: ilgizar@nayka.su

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI100512>

на нефтеизвлечение [37–40].

Бавлинское месторождение открыто в 1946 г. Промышленная разработка нефтяной залежи пласта Д1 началась в 1950 г. по системе кольцевых рядов эксплуатационных скважин, расположенных параллельно контурам нефтеносности. Расстояние между рядами – 500 м, между скважинами в рядах – 400 м. Эксплуатационные ряды размещались в центральной, преимущественно полностью нефтяной зоне. Всего было пробурено пять полных рядов и один внешний полу ряд (рис.1). В эксплуатации находилось 219 скважин. Плотность сетки эксплуатационных скважин в среднем составляла 47 га/скв, причем в пределах внутреннего контура нефтеносности – 25 га/скв, а в водонефтяной зоне – 102 га/скв.

Перед началом промышленного эксперимента действующий фонд состоял из 193 эксплуатационных скважин, четыре из которых находились в бездействии. Среднесуточная добыча нефти по пласту была равна 10280 т. Закачка воды в пласт Д1 – около 18300 м³/сут. Средняя обводненность добываемой нефти не превышала 2-3%. Средневзвешенное пластовое давление в зоне разработки залежи в начале второго квартала 1958 г. составляло около 14.8 МПа, что обеспечивало устойчивое фонтанирование эксплуатационных скважин (155 скважин фонтанировало и 34 эксплуатировались насосами).

В мае–июне 1958 г. на эксперимент приходилось 65 фонтанных и 12 насосных скважин.

Остановка эксплуатационных скважин производилась в определенной последовательности.

Действующие скважины были разделены на 26 групп, по 4–10 скважин в каждой. Остановка экспериментальных скважин осуществлялась последовательно по группам, расположенным на противоположных участках месторождения (рис.1).

Остановка скважин производилась в первую очередь по группам, выделенным на периферийных участках залежи, и лишь в последнюю очередь по группам, расположенным в ее центральной части. Такая последовательность отключения скважин и одновременного увеличения суточного дебита по другим скважинам осуществлялась для того, чтобы сохранить режим воздействия на пласт более или менее неизменным и не вызвать резкого углубления и расширения зоны пониженного пластового давления и центральной части месторождения.

Ежедневно останавливались по 3-4 скважины одной группы и их добыча перекладывалась на соседние скважины. Всего было остановлено 77 скважин в эксплуатационных рядах с общей добычей нефти около 5000 т/сут, что составляло почти половину суточной добычи нефти из пласта Д1.

Увеличение дебита фонтанирующих скважин было достигнуто таким образом, что наибольшая нагрузка приходилась на внутренние ряды (рис.1). По скважинам внешнего ряда дебит увеличился незначительно (менее чем на 40 т/сут). Рост среднесуточного дебита происходил в рядах постепенно.

Рис.1. Карта распределения проницаемости с выделением 26 групп скважин для эксперимента

Перераспределение дебита осуществлялось с таким расчетом, чтобы не создавать языки обводнения к отдельным скважинам внешнего полуряда, первого и отдельных участков второго ряда. В целом перераспределение дебита по рядам с основной нагрузкой на скважины центральной части залежи влечет за собой более или менее равномерное стягивание внутреннего контура нефтеносности.

На начало эксперимента средневзвешенное пластовое давление в пределах условного внутреннего контура нефтеносности пласта Д1 равнялось 14.8 МПа, в кольцевой зоне между условными первоначальными внутренним и внешним контурами нефтеносности – 18.8 МПа и в целом по месторождению – 17.4 МПа. Давление на линии нагнетания поддерживалось в пределах 20.0–21.0 МПа. Лишь на небольшом участке северной части месторождения давление достигло до 23.0–25.0 МПа. В центральной части структуры пласта Д1 минимальная величина пластового давления равнялась 12.6 МПа. Воронка депрессии, образовавшаяся в результате отбора нефти по скважинам, расположенным в центральной части месторождения, распространялась равномерно. Это свидетельствует о сравнительной однородности коллекторов пласта Д1 и об относительно равномерном влиянии закачки.

В дальнейшем в ходе эксперимента происходят существенные изменения отборе жидкости в эксплуатационных скважинах, что приводит к небольшому перераспределению пластового давления по отдельным участкам залежи.

Увеличение отбора нефти на скважинах в процессе эксперимента, в свою очередь, также привело к довольно значительному увеличению депрес-

сий давления на забое эксплуатационных скважин.

Для детального изучения состояния пластового давления и взаимодействия скважин произведен комплекс исследований, позволяющий осуществлять своевременный контроль за процессами эксплуатации залежи.

В этот комплекс входили: замеры пластового давления, дебита скважин и газового фактора; анализ устьевых и глубинных проб нефти и воды; определение температуры на забое эксплуатационных, контрольных и нагнетательных скважин; прослеживание за перемещением водонефтяного контакта и контуров нефтеносности методами радиометрии; исследование нагнетательных скважин радиоактивными изотопами и глубинными расходомерами; гидропрослушивание с помощью дифференциального манометра «Якорь-2» и устьевых пьезографов В.П.Яковлева; снятие кривых восстановления пластового давления в эксплуатационных и нагнетательных скважинах дифференциальными глубинными манометрами и устьевым образцовым манометром; фотоколориметрия нефтей [41].

С целью оценки влияния интерференции между отключаемыми на эксперимент и остающимися в эксплуатации скважинами, на которых значительно увеличена депрессия давления на забое, с использованием геолого-гидродинамического моделирования рассмотрена динамика изменения фильтрационных линий тока нефти в варианте с отключением скважин на промышленный эксперимент.

На рисунке 2 представлено распределение фильтрационных линий тока нефти на начало эксперимента 01/05/1958 г. – до отключения части скважин и увеличения депрессии на остающихся

Рис.2. Карта распределения фильтрационных линий тока нефти на начало эксперимента по отключению скважин (01/05/1958 г.)

в эксплуатации скважинах. Из рисунка видно, что на залежи организовано круговое законтурное заводнение, но основная часть нагнетательных скважин расположена сверху и снизу залежи.

Из визуального анализа рисунка также видно, что на закачку воды в 10 нагнетательных скважин (№№ 405, 418, 501, 522, 525, 528, 529, 433, 535, 536) из верхней группы отреагировали 95 скважин, в частности, на закачку в скважину № 525 отреагировали 19 скважин, № 533 – 14, № 528 – 10, № 405 – 8. На закачку в 7 нагнетательных скважин из нижней группы отреагировали 83 скважины, в частности, на закачку в скважину № 410 отреагировали 20 скважин, № 520 – 18, № 511 – 15, № 512 – 12.

Карта выделения групп скважин для оценки интерференции приведена на рисунке 3.

Динамика дебита нефти в выделенных группах за период 01/1958–01/1965 гг. приведена на рисунке 4. Из рисунка можно заметить, что отключение части скважин 01/05/1958 г. и увеличение депрессии давления на забое оставшихся в эксплуатации соседних скважин позволило на 01/07/1958 г. повысить дебиты нефти по всем группам в среднем в 1.2 раза. Увеличение дебита нефти распределилось следующим образом: в группе, относящимся к скв. №334 в 2 раза; № 321 – 1.8; скв. №261 – 1.5; скв. №268 – 1.3; по остальным – 0.6–1.1.

По результатам визуального анализа графиков динамики дебитов нефти, приведенных на рисунке, для более детальной оценки влияния интерференции между скважинами в выбранных 14 группах отберем семь групп скважин, относящихся к скв. №№ 7, 41, 43, 204, 261, 298,

334 (рис.3), которые имеют как наиболее высокие и стабильные, так и низкие дебиты нефти за рассматриваемый период с 01/1958–01/1965 гг. Группы скважин, относящихся к №№ 7, 204, 298, 334 имеют наиболее высокие и стабильные дебиты, а к скв. №№ 41, 43, 261 – самые низкие.

На поддержание высоких дебитов нефти группы, относящихся к скв. № 7 (включает семь скважин) оказывают сильное влияние восемь нагнетательных скважин (№№ 410, 511, 512, 513, 514, 520, 522, 523), № 204 (восемь скважин) – пять нагнетательных скважин (№№ 511, 512, 513, 514, 522), № 298 (десять скважин) – семь нагнетательных скважин (№№ 4, 418, 509, 524, 525, 531, 532), №334 (семь скважин) – пятнадцать нагнетательных скважин (№№ 405, 410, 501, 511, 512, 514, 520, 522, 523, 524, 525, 528, 529, 533, 535). На группу скважин, которые имеют низкие дебиты, оказывает влияние небольшое количество нагнетательных скважин, так например, по группе, относящихся к скв. № 41 (семь скважин) – четыре нагнетательные скважины (№№ 410, 511, 512, 514, 520), № 43 (восемь скважин) – три нагнетательные скважины (№№ 509, 510, 519).

Распределение фильтрационных линий тока нефти до остановки (01/01/1958 г.) и после остановки (01/01/1959 г.) скважин по группам, относящихся к скв. №№ 7, 204, 298, 334, 41, 43, 261 представлено на рисунке 5.

Визуальный анализ линий тока нефти по скважинам групп, относящихся к скв. № 334 и № 298 показал, что отключение скважин № 334 и № 336 позволило перераспределить линии тока между взаимовлияющими добывающими и нагнетатель-

Рис.3. Карта распределения нефтенасыщенности с выделением групп скважин для определения интерференции между скважинами

ными скважинами. Так, например на скв. № 271 в 1958 г. значимое влияние оказывали нагнетательные скважины № 418 (0,211 д.ед.) и № 525 (0,789 д.ед.), а уже в 1959 г. – № 418 (0,769 д.ед.), № 501 (0,002 д.ед.), № 525 (0,229 д.ед.). На скв. № 332 в 1958 г. значимое влияние оказывали нагнетательные скважины № 4 (0,963 д.ед.) и № 532 (0,037 д.ед.), а уже в 1959 г. – № 4 (0,698 д.ед.), № 531 (0,005 д.ед.), № 532 (0,297 д.ед.). На скв. № 386 в 1958 г. значимое влияние оказывали нагнетательные скважины № 418 (0,379 д.ед.) и № 525 (0,621 д.ед.), а уже в 1959 г. – № 4 (0,179 д.ед.), № 418 (0,004 д.ед.), № 501 (0,063 д.ед.), № 525 (0,512 д.ед.), № 532 (0,242 д.ед.) (рис.6в).

Сопоставление численных значений фильтрационных линий тока нефти до остановки (01/01/1958 г.) и после остановки (01/01/1959 г.) скважин приведено на рисунке 6а,б в виде графиков распределения долей линий тока по группе, относящихся к скв. № 334 в зависимости от влияющих на данную группу нагнетательных скважин.

Таким образом, можно утверждать, что проведенное геолого-гидродинамическое моделирование позволило проследить четкую динамику изменения фильтрационных линий тока нефти при отключении скважин на промышленный эксперимент.

Отключение части скважин и подбор соответствующего режима эксплуатации для каждой остающейся в эксплуатации скважины в виде отдельных значений дебитов и забойных давлений, исходя из тех или иных экономических условий и соображений, явно не учитывало наличие взаимосвязи скважин между собой. Проведенные в данной работе исследования показали, что изменение режима работы (значений дебита и забойного давления) одной скважины неизменно влечет за собой изменение режимов работы других скважин, т.е. важной особенностью технологического процесса добычи нефти является интерференция скважин. Таким образом, выбор

рациональных режимов эксплуатации должен основываться на рассмотрении группы скважин, а не отдельно взятых скважин.

Размеры участков дренажа каждой скважины, а соответственно и размер дренируемых данной скважиной запасов нефти зависит от двух причин: от ширины потока жидкости в данную скважину и от удаления ее от ВНК. Из теории интерференции скважин известно, что ширина потока жидкости в каждую скважину пропорциональна ее дебиту, т. е. вся ширина потока жидкости в пласте оказывается поделенной между скважинами пропорционально их дебиту [42].

В идеальном однородном пласте, по теории интерференции скважин, весь объем нефтяной залежи делится на отдельные участки дренирования между эксплуатирующимися скважинами (рис.3). Поэтому при остановке какой-либо скважины или при изменении режима ее работы, характер распределения дренируемых запасов между скважинами будет меняться, а сам участок дренирования остановившейся скважины перераспределяется между соседними скважинами (рис.5).

Исследования также показали, что отдельные участки пласта пашийского горизонта Основной залежи Бавлинского месторождения (группы, относящимися к скв. №№ 4, 14, 23, 24, 25) по особенностям их строения и литологии не могут входить в участок дренирования какой-либо скважины, в связи с этим дренирование участка будет происходить с ничтожными скоростями в тупиковых зонах и плохо проницаемых участках пласта (рис.1).

Именно в этих условиях гидродинамическая связь между скважинами является необходимым условием, но явно недостаточным для того, чтобы утверждать, что при остановке одной скважины ее участок может быть успешно и в конечный срок дренирован соседней скважиной или скважинами.

Выводы

1. Отключение части скважин и подбор соответствующего режима эксплуатации для каждой остающейся в эксплуатации скважины в виде отдельных значений дебитов и забойных давлений, исходя из тех или иных экономических условий и соображений, явно не отражают наличие взаимосвязи скважин между собой.
2. Изменение режима работы (значений дебита и забойного давления) одной скважины неизменно влечет за собой изменение режимов работы других скважин, т.е. важной особенностью технологического процесса добычи нефти является интерференция скважин. Таким образом, выбор рациональных режимов эксплуатации должен основываться на рассмотрении группы скважин, а не отдельно взятых скважин.
3. По теории интерференции скважин, весь объем нефтяной залежи делится между эксплуатируемыми скважинами на отдельные участки дренирования. Поэтому при остановке какой-либо скважины или при изменении режима ее работы, характер распределения дренируемых запасов между скважинами будет меняться, а сам участок дренирования остановившейся скважины перераспределяется между соседними скважинами.
4. Отдельные участки пласта пашийского горизонта Основной залежи Бавлинского месторождения по особенностям их строения и литологии не могут входить в участок дренирования какой-либо скважины, в связи с этим дренирование участка будет происходить с ничтожными скоростями в тупиковых зонах и плохо проницаемых участках пласта. В связи с этим, гидродинамическая связь между скважинами является необходимым условием, но явно недостаточным для того, чтобы утверждать, что при остановке одной скважины ее участок может быть успешно и в конечный срок дренирован соседней скважиной или скважинами.

Литература

1. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.
2. Муслимов, Р. Х. (2016). Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Нефть. Газ. Новации*, 4, 8-17.
3. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
4. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.
5. Пирвердян, А. М. (1954). Вытеснение нефти водой из пористой среды. *Труды АзНИИ по добыче нефти. Вып. 1. Баку: Азнефтеиздат*.
6. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21, 3, 55-61.
7. Дмитриевский, А. Н., Еремин, Н. А. (2015). Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, 6, 10-16.
8. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.
9. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В. (2018). Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным. *Записки Горного института*, 231, 275-280.
10. Иванова, М. М., Дементьев, Л. Ф., Чоловский, И. П. (2014). Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. *Москва: Альянс*.
11. Banerjee, S. (2020). Understanding well interference and parent-child well relationships with liquid molecular chemical tracer technology. *SPE Journal of Petroleum Technology*, 72 (07), 45-47.
12. Igba, S., Akanji, L. T., Onwuliri, T. (2018). Horizontal versus vertical wells interference in hydraulically fractured shale reservoirs. *Journal of Oil, Gas and Petrochemical Sciences*, 2(2), 56-68.
13. Alvarado, V., Thyne, G., Murrell, G. R. (2008, September). Screening Strategy for Chemical Enhanced Oil Recovery in Wyoming Basin. SPE-115940-MS. In *SPE: Annual Technical Conference and Exhibition*.
14. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
15. Shaohua, G., Zhihong, N., Xinbin, Y., et al. (2020). Study on the interference law of staged fracturing crack propagation in horizontal wells of tight reservoirs. *ACS Omega*, 5, 10327-10338.

References

1. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.
2. 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.
3. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
4. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.
5. Pirverdyan, A. M. (1954). Displacement of oil by water from a porous medium. *Proceedings AzNII for oil production. Issue 1. Baku: Aznefteizdat*.
6. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V.E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21, 3, 55-61.
7. 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.
8. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.
9. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V. (2018). Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data. *Journal of Mining Institute*, 231, 275-280.
10. Ivanova, M. M., Dementyev, L. F., Cholovsky, I. P. (2014). Oil and gas field geology and geological bases of oil and gas field development. *Moscow: Alliance*.
11. Banerjee, S. (2020). Understanding well interference and parent-child well relationships with liquid molecular chemical tracer technology. *SPE Journal of Petroleum Technology*, 72 (07), 45-47.
12. Igba, S., Akanji, L. T., Onwuliri, T. (2018). Horizontal versus vertical wells interference in hydraulically fractured shale reservoirs. *Journal of Oil, Gas and Petrochemical Sciences*, 2(2), 56-68.
13. Alvarado, V., Thyne, G., Murrell, G. R. (2008, September). Screening Strategy for Chemical Enhanced Oil Recovery in Wyoming Basin. SPE-115940-MS. In *SPE: Annual Technical Conference and Exhibition*.
14. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
15. Shaohua, G., Zhihong, N., Xinbin, Y., et al. (2020). Study on the interference law of staged fracturing crack propagation in horizontal wells of tight reservoirs. *ACS Omega*, 5, 10327-10338.

16. Редуцкий, Ю. В. (2011). Учет взаимовлияния скважин при решении задач управления режимами эксплуатации месторождения. *Территория Нефтегаз*, 5, 16-20.
17. Мухаметшин, В. В. (2017). Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 328(7), 40–50.
18. Qin, J., Cheng, S., Li, P., et al. (2019). Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183, 106412.
19. Мухаметшин, В. В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(5), 117–124.
20. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi., Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition (Vienna, Austria, 12-15 June 2006)*. Society of Petroleum Engineers.
21. Ахметов, Р. Т., Мухаметшин, В. В., Андреев, А. В., Султанов, Ш. Х. (2017). Некоторые результаты опробования методики прогноза показателя смачиваемости продуктивных пластов. *SOCAR Proceedings*, 4, 83–87.
22. Weijermars, R., van Harmelen, A., Zuo, L., et al. (2018). Flow interference between hydraulic fractures. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 21, 942–960.
23. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331, 5, 140–146.
24. Зацарина, Л. В., Хакимзянов, И. Н., Кемаева, Ю. П. и др. (2017). Особенности системы разработки турнейского яруса Коробковского участка Бавлинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 1, 40-43.
25. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.
26. Guofeng, H., Yuewu, L., Wenchao, L., Dapeng, G. (2019). Investigation on interference test for wells connected by a large fracture. *Applied Sciences*, 9, 206.
27. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е., Дубинский, Г. С. и др. (2016). Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт. *SOCAR Proceedings*, 3, 46–51.
28. Хакимзянов, И. Н., Хисамов, Р. С., Бакиров, И. М. и др. (2014). Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана. *Казань: ФЭН*.
29. Керимов, Н. С., Гусейнова, Д. Ф., Юсифова, Ш. Ф. Оценка начальных извлекаемых запасов горизонта верхний мел месторождения «Мурадханлы» методами моделирования. *SOCAR Proceedings*, 2, 56-59.
16. Redutskiy, Yu. V. (2011). Consideration of oil well interference when solving control problems for well operating regimes. *Oil and Gas Territory*, 5, 16-20.
17. Mukhametshin, V. V. (2017). Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks. *Bulletin of the TPU. Geo Assets Engineering*, 328(7), 40–50.
18. Qin, J., Cheng, S., Li, P., et al. (2019). Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183, 106412.
19. Mukhametshin, V. V. (2018). Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. *Bulletin of the TPU. Geo Assets Engineering*, 329(5), 117–124.
20. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi., Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition (Vienna, Austria, 12-15 June 2006)*. Society of Petroleum Engineers.
21. Akhmetov, R.T., Mukhametshin, V. V., Andreev, A. V., Sultanov, Sh. Kh. (2017). Some testing results of productive strata wettability index forecasting technique. *SOCAR Proceedings*, 4, 83–87.
22. Weijermars, R., van Harmelen, A., Zuo, L., et al. (2018). Flow interference between hydraulic fractures. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 21, 942–960.
23. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the TPU. Geo Assets Engineering*, 331, 5, 140–146.
24. Zatsarina, L. V., Khakimzyanov, I. N., Kemaeva, U. P., et al. (2017). Aspects of tournaishan reservoir development in Korobkovsky area of Bavlinskoye oilfield. *Oil Industry*, 1, 40-43.
25. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.
26. Guofeng, H., Yuewu, L., Wenchao, L., Dapeng, G. (2019). Investigation on interference test for wells connected by a large fracture. *Applied Sciences*, 9, 206.
27. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E., Dubinsky, G. S., et al. (2016). The usage of principles of system geological-technological forecasting in the justification of the recovery methods. *SOCAR Proceedings*, 3, 46–51.
28. Khakimzyanov, I. N., Khisamov, R. S., Bakirov, I. M., et al. (2014). Issues of optimization and improvement of the efficiency of operation of wells with horizontal termination on the basis of mathematical modeling of fields in Tatarstan. *Kazan: FEN*.
29. Kerimov, N. S., Huseynova, D. F., Yusifova, Sh. F. (2013). Estimation of the initial recoverable reserves of the top chalk horizon of «Muradkhanli» oilfield using modeling methods. *SOCAR Proceedings*, 2, 56-59.

30. Андреев, А. В., Мухаметшин, В. Ш., Котенёв, Ю. А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40–45.
31. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). Management of flooding of low-production deposits according to geological and field data. *IOP: Earth and Environmental Science*, 579, 012019, 1–6.
32. Кулиев, А. М., Джамалбеков, М. А. (2017). Прогнозирование показателей разработки залежей летучих нефтей в ползучих коллекторах. *SOCAR Proceedings*, 3, 51–57.
33. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р., Харина, С. Б. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33–39.
34. Xiao, C., Dai, Y., Tian, L., et al. (2018). A semianalytical methodology for pressure-transient analysis of multiwell-pad-production scheme in shale gas reservoirs, part 1: New insights into flow regimes and multiwell interference. *SPE Journal*, 23, 1–21.
35. Яртиев, А. Ф., Хакимзянов, И. Н., Петров, В. Н., Идиятуллина, З. С. (2016). Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов республики Татарстан. Казань: Икхлас.
36. Хисамов, Р. С., Ганиев, Г. Г., Ханнанов, Р. Г. и др. (2006). Научно-практическое значение открытия и разработки Бавлинского нефтяного месторождения. *Георесурсы*, 3(20), 8–10.
37. Муслимов, Р. Х. (2006). Выдающаяся роль Бавлинского нефтяного месторождения в формировании высоких технологий выработки продуктивных пластов. *Георесурсы*, 3 (20), 3–7.
38. Чемоданов, В. С., Султанов, С. А., Полуян, И. Г., Зинатуллина, А. М. (1965). Изменение нефтеотдачи заводненной части пласта Д1 Бавлинского месторождения в ходе промышленного эксперимента. *Труды ТатНИИ*, Вып. VIII. Москва: Недра.
39. Хисамов, Р. С., Ибатуллин, Р. Р., Хакимзянов, И. Н., Киямова, Д. Т. (2013). Поиск альтернативных вариантов по повышению эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на Коробковском участке Бавлинского месторождения с использованием геологической модели. *Георесурсы*, 4(54), 2–9.
40. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30–36.
41. Хаммадеев, Ф. М., Султанов, С. А., Полуян, И. Г. (1975). Экспериментальная разработка пласта Д1. Разрежение сетки путем остановки половины эксплуатационного фонда скважин. Казань: Таткнигоиздат.
42. Сазонов, Б. Ф. (1973). Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. Москва: Недра.
30. Andreev, A. V., Mukhametshin, V. Sh., Kotenev, Yu. A. (2016). Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves. *SOCAR Proceedings*, 3, 40–45.
31. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). Management of flooding of low-production deposits according to geological and field data. *IOP: Earth and Environmental Science*, 579, 012019, 1–6.
32. Kuliyeu, A. M., Jamalbekov, M. A. (2017). The prediction of the development indicators of creeping reservoirs of light oils. *SOCAR Proceedings*, 3, 51–57.
33. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., Kharina, S. B. (2016). Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33–39.
34. Xiao, C., Dai, Y., Tian, L., et al. (2018). A semianalytical methodology for pressure-transient analysis of multiwell-pad-production scheme in shale gas reservoirs, part 1: New insights into flow regimes and multiwell interference. *SPE Journal*, 23, 1–21.
35. Yartiev, A. F., Khakimzyanov, I. N., Petrov, V. N., Idiyatullina, Z. S. (2016). Improving technologies for the development of oil reserves from heterogeneous and complex reservoirs of the Republic of Tatarstan: monograph. Kазan: Ikhlаs.
36. Khisamov, R. S., Ganiev, G. G., Khannanov, R. G., et al. (2006). Scientific and practical significance of the discovery and development of the Bavlinskoye oil field. *Georesursy*, 3(20), 8–10.
37. Muslimov, R. Kh. (2006). The outstanding role of the Bavlinskoye oil field in the formation of high-tech production of productive layers. *Georesources*, 3 (20), 3–7.
38. Chemodanov, V. S., Sultanov, S. A., Poluyan, I. G., Zinatullina, A. M. (1965). Changes in the oil recovery of the flooded part of the D1 formation of the Bavlinskoye field during an industrial experiment. *Proceedings of the TatNII, Vol. VIII. Moscow: Nedra*.
39. Khisamov, R. S., Ibatullin, R. R., Khakimzyanov, I. N., Kiyamova, D. (2013). Search for alternatives to improve the efficiency of wells operation with horizontal end at Korobkovsky and Bavlinsky fields using geotechnical model. *Georesources*, 4(54), 2–9.
40. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E. (2018). Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the TPU. Geo Assets Engineering*, 329(8), 30–36.
41. Hammadeev, F. M., Sultanov, S. A., Poluyan, I. G. (1975). Experimental development of the D1 formation. Rarefaction of the grid by stopping half of the operational fund of wells. Kазan: Tatknigoizdat.
42. Sazonov, B. F. (1973). Improving the technology of oil field development under water-pressure conditions. Moscow: Nedra.

Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на Пашийском горизонте Бавлинского месторождения

И.Н.Хакимзянов^{1,2}, В.Ш.Мухаметшин², Р.Н.Бахтизин²,
А.В.Лифантьев¹, Р.И.Шешдилов¹

¹«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина, Бугульма, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

С целью оценки влияния интерференции между отключаемыми на эксперимент и остающимися в эксплуатации скважинами, на которых значительно увеличена депрессия давления на забое, с использованием геолого-гидродинамического моделирования рассмотрена динамика изменения фильтрационных линий тока нефти по варианту с отключением и без отключения скважин. По результатам проведенных численных расчетов показано, что мероприятия в рамках уникального промышленного эксперимента по двукратному сокращению числа действующих скважин путем увеличения депрессии позволили сохранить на ранней стадии разработки достигнутый уровень добычи меньшим числом скважин при фонтанном способе эксплуатации при наличии резервов добычных возможностей. Также получено, что залежь необходимо с самого начала разбуривать оптимальной сеткой скважин, при этом потери в нефтеизвлечении будут ниже, чем в случае, когда на залежи уплотнение сетки скважин произвести на поздней стадии разработки. В последнем случае эксплуатация части скважин оказывается нерентабельной из-за высокой обводненности, что случилось с половиной введенных повторно экспериментальных скважин.

Ключевые слова: фонтанный способ эксплуатации; увеличение депрессии; промышленный эксперимент; сетка скважин; интерференция скважин; фильтрационных линий тока.

Bavlınsk yatağının Paşıysk horizontundakı quyu şəbəkəsinin seyrəkləşdirilməsi zamanı quyular arasındakı interferensiyanın nəzərə alınmasının zəruriliyinin əsaslandırılması

İ.N.Xakimzyanov^{*1,2}, V.Ş.Muxametşin², R.N.Baxtizin²,
A.V.Lifantıyev¹, R.İ.Şeşdirov¹

¹«TatNETLİ» V.D.Şaşın adına «Tatneft» ASC, Buqulma, Rusiya;

²Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Ekspperimentlər üçün dayandırılan quyular və quyudibinə təzyiq depressiyasının artdığı istismarda qalan quyular arasındakı interferensiya təsirini qiymətləndirmək məqsədilə, geoloji və hidrodinamik modelləşdirmənin istifadəsi ilə dayandırılmış və dayandırılmamış quyu variantları üzrə neft axınının süzülmə xətlərinin dəyişikliklərinin dinamikasına baxılmışdır. Aparılan ədədi hesablamaların nəticələrinə əsasən göstərilmişdir ki, unikal sənaye ekperimenti çərçivəsində, depressiyanın artırılması yolu ilə fəaliyyətdə olan quyuların sayının yarımazı azaldılması üzrə aparılan tədbirlər quyuların fontan üsulu ilə istismarı zamanı (resurs imkanları olduqda) işlənmənin ilkin mərhələsində daha az sayda quyu ilə hasilat səviyyəsini qorumağa imkan vermişdir. Həmçinin, müəyyən edilmişdir ki, yatağın əvvəldən optimal quyu şəbəkəsi ilə qazılması lazımdır. Bu halda neft hasilatı itkiləri yataqda quyu şəbəkəsinin işlənmənin sonrakı mərhələsində bərkidilməsi halları ilə müqayisədə daha az olacaqdır. İkinci halda, yüksək sulaşma səbəbindən bəzi quyuların istismarı qeyri-rentabelli olur. Belə ki, təkrar istismara verilən eksperiment quyularının yarısında vəziyyət bu cür olmuşdur.

Açar sözlər: fontan üsulu ilə istismar, depressiyanın artırılması, sənaye ekperimenti, quyu şəbəkəsi, quyuların interferensiyası, axının süzülmə xətləri.