

УДК 622.323

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ СИСТЕМАМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Б.К. Хасанов, А.К. Касенов, М.Ш. Мусаев, Ж.М. Серниязов

Разработка месторождений с трещиноватыми коллекторами является актуальной проблемой. Запасы нефти по месторождениям АО «НК «КазМунайГаз» в карбонатных коллекторах составляют 90%, включая крупные проекты. Из-за двойной среды, обусловленной первичной (матричной) и вторичной (трещиноватой) пористостью, разработка подобных коллекторов менее эффективна стандартными методами, в связи с чем применение новых подходов является особенно своевременным. В данной статье представлен способ разработки порово-трещинных коллекторов системой горизонтальных скважин. Для реализации данного метода построен сектор геолого-гидродинамической модели системы добывающих и нагнетательных скважин и проведены гидродинамические расчеты. В результате система горизонтальных скважин показала эффективность применения подобной схемы в порово-трещинных коллекторах по отношению к разработке участка вертикальными скважинами.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, гидродинамическая модель, горизонтальные скважины, разработка карбонатных коллекторов.

Текущее состояние разработки участка

На данный момент эффективность разработки месторождения достаточно низкая в связи с тем, что заводнение пласта осуществляется неравномерно по всей площади залежи, и имеются частые случаи прорыва воды в добывающие скважины, расположенные вне сетки разработки. Вода прорывается к добывающим скважинам по многочисленным вертикальным разломам вдоль месторождения, что приводит к низкому охвату продуктивного объема пласта заводнением, а значит, и к низкому коэффициенту извлечения нефти (далее – КИН). Фактический текущий КИН составляет 10% при обводненности продукции 80%. Конечный КИН, согласно проектно-му документу, должен составить 40%, и его достижение вызывает сомнение при текущей системе разработки. В этой свя-

зи актуальной проблемой является разработка способа повышения конечного КИН за счет внедрения принципиально нового направления в процессе вытеснения нефти водой и управления заводнением продуктивного пласта. Для решения данной проблемы построена секторная гидродинамическая модель с детальной адаптацией на историю разработки.

В рамках повышения эффективности разработки порово-трещинных коллекторов системами горизонтальных скважин был выбран участок для секторного моделирования месторождения (рис. 1), представляющий с собой продуктивный карбонатный резервуар с двойной пористостью и проницаемостью. Участок экранирован тектоническими нарушениями со всех сторон.

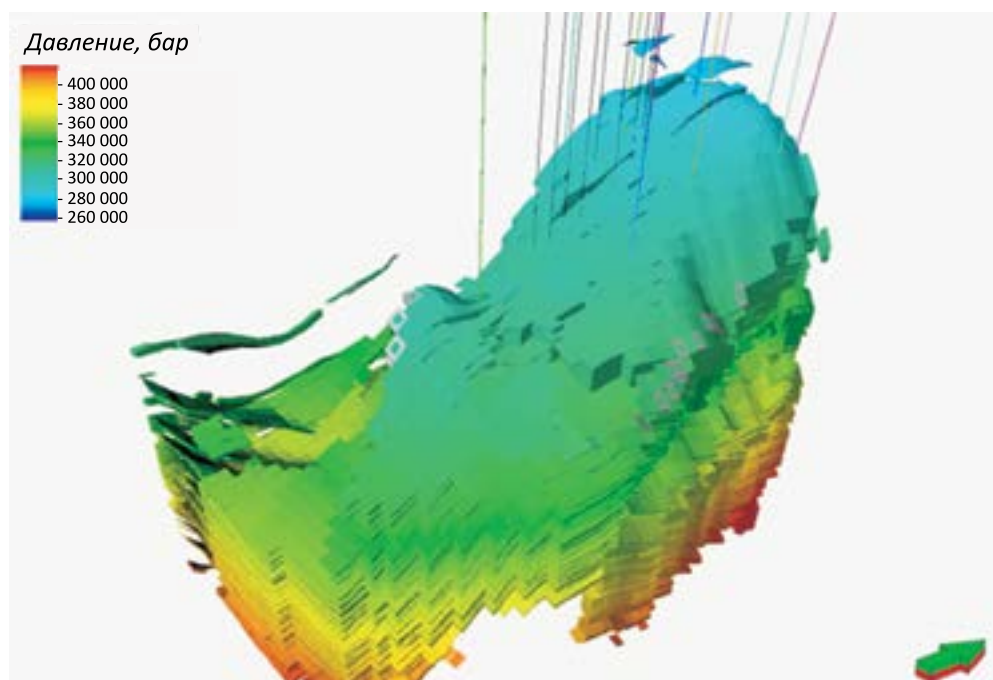


Рисунок 1. Общий вид трехмерной гидродинамической модели (сектор) пласта

В матричной части средняя проницаемость составила 1,2 мД при средней пористости 6,3%. Средняя проницаемость трещины составляет 1500 мД при сред-

ней пористости 0,1%. Более подробно геолого-технические параметры участка моделирования представлены в табл. 1.

Таблица 1. Геолого-технические параметры участка моделирования

| Параметры | Ед. изм. | Значение |
|--|--------------------|-------------|
| Начальное пластовое давление на глубине 3348 м | бар | 349 |
| Давление насыщения нефти газом | бар | 242 |
| Газосодержание | м ³ /т | 246 |
| Пористость матрица/трещина | д. ед. | 0,063/0,001 |
| Проницаемость матрица/трещина | мД | 1,2/1500 |
| Накопленная добыча нефти | млн т | 5,5 |
| Текущая обводненность | % | 78 |
| Накопленные объемы закачки воды | млн м ³ | 12,6 |
| Текущая компенсация отбора | % | 92,2 |

За 18 лет разработки рассматриваемого участка сформирована сетка вертикальных скважин со средней плотностью 400x400 м с организацией поддержания пластового давления (далее – ППД) водой.

Фонд скважин составляет 46 ед., из них действующих: 21 добывающая скважина, 11 нагнетательных скважин. На рис. 2 приведена динамика основных показателей разработки рассматриваемого участка.

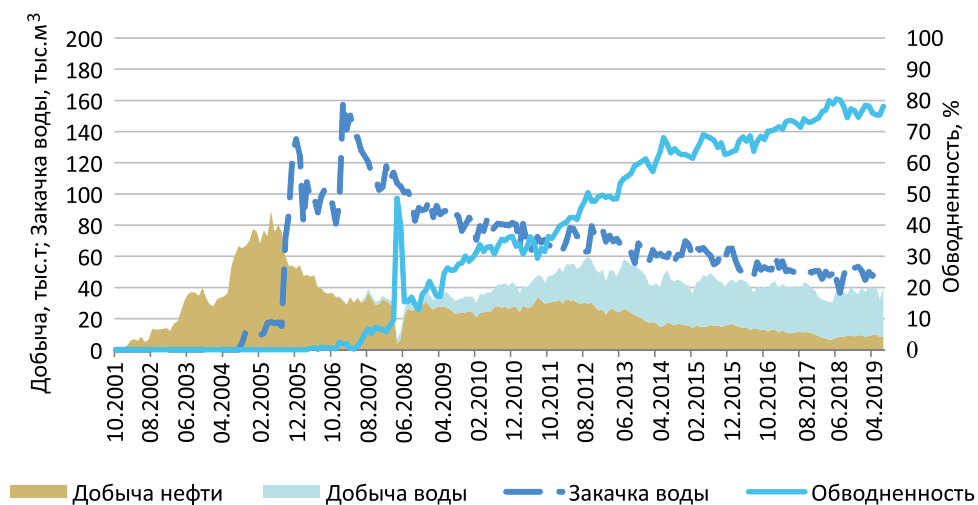


Рисунок 2. Динамика основных показателей разработки по участку

На дату анализа среднегодовой дебит нефти варьируется с 2,7 до 37 т/сут. При этом в 15 из 24 добывающих скважин обводненность превышает 80%. Высокой обводненности, помимо прорыва через системы трещин, способствует отсутствие ремонтно-изоляционных работ обводнившихся интервалов.

Эксплуатация всех добывающих скважин на рассматриваемом участке началась фонтанным способом (ФОН). По мере выработки запасов и увеличения обводненности продукции осуществлял-

ся постепенный переход на механизированный способ. В качестве механизированного способа добычи выбирался газлифтный способ эксплуатации (ГЛ) или погружной насос центробежного типа (ЭЦН). На рис. 3 и 4 представлено распределение добычи нефти и фонда добывающих скважин по способам эксплуатации на участке моделирования. Как видно из графиков на дату анализа, на рассматриваемом участке добыча продукции осуществляется механизированным способом с установкой ЭЦН.

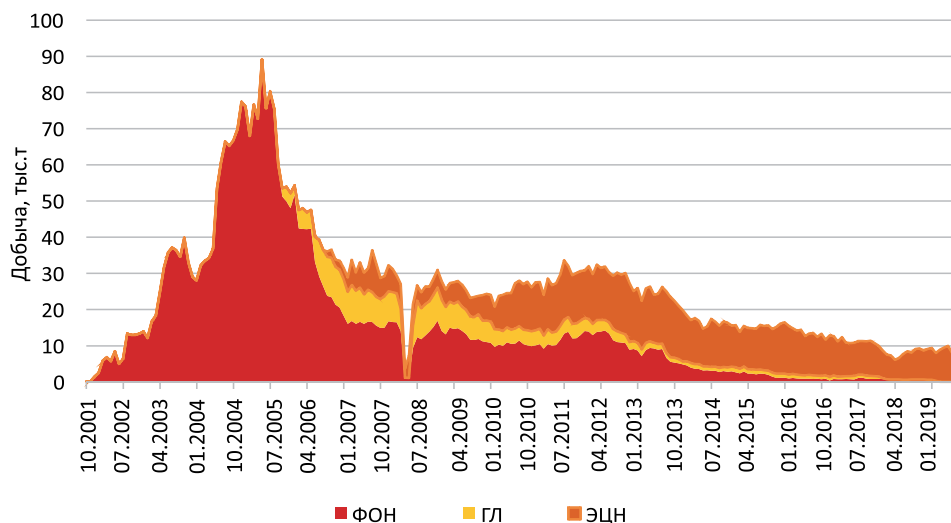


Рисунок 3. Распределение добычи нефти по способам эксплуатации по участку

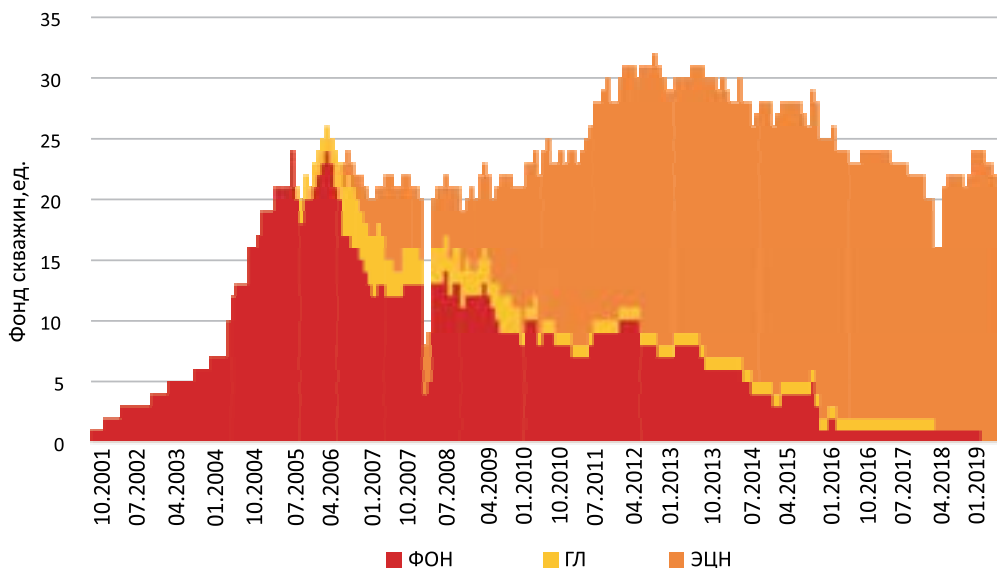


Рисунок 4. Распределение действующего добывающего фонда по способам эксплуатации

За период разработки участка отмечено 26 случаев переоборудования фонтанных скважин на механизированный способ с установкой ЭЦН. На рис. 5 представлена динамика средних показателей работы скважин до и после установки

ЭЦН. Как видно из рисунка, переоборудование скважин на ЭЦН позволило в среднем стабилизировать темп падения добычи жидкости с характерным ростом обводненности.

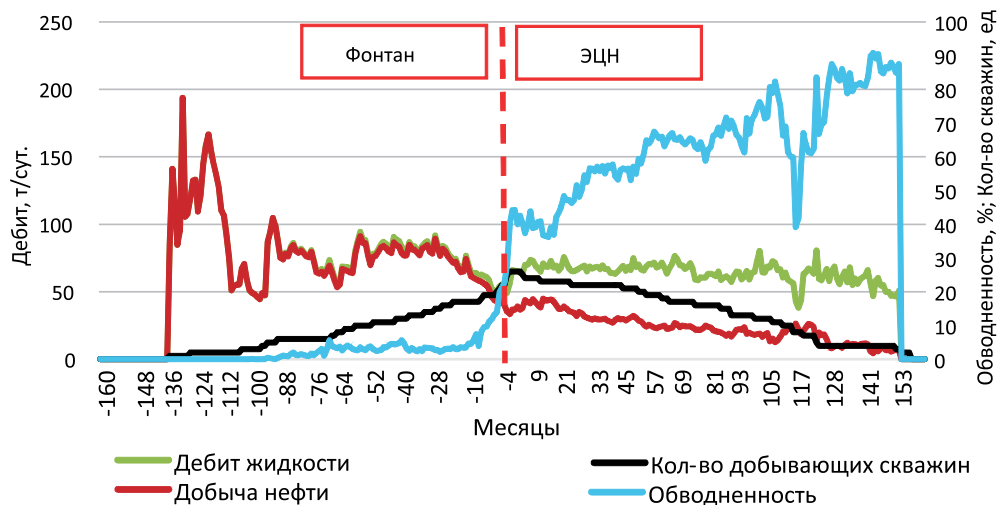


Рисунок 5. Динамика средних показателей работы скважин до (фонтанный способ) и после установки ЭЦН (приведенные к одной дате)

Одной из проблем при адаптации гидродинамической модели под историю разработки данного месторождения являются колебания добычи газа или газового фактора по скважинам во времени. В то время как использовалась модель

blackoil, адаптация гидродинамической модели по добыче газа заняла значительное время, поэтому проведен небольшой анализ исторических данных по газовому фактору.

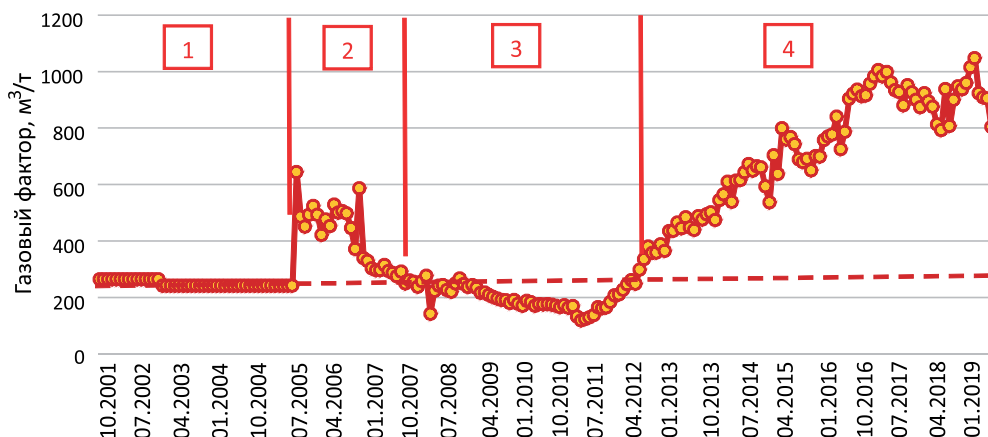


Рисунок 6. Динамика газового фактора в целом по участку

Динамика газового фактора (рис. 6), а также результаты исследования PLT скважин, расположенных на свде, позволяют говорить о хорошей вертикальной проницаемости и формирующейся в ходе разработки вторичной газовой шапке. Как видно из рис. 6, динамику ГФ можно разделить на 4 характерных периода. Непродолжительный этап роста газового фактора, охватывающий 2 период, характеризуется снижением давления в призабойной зоне пласта ниже давления насыщения. По мере удаления контура давления, соответствующего значению давления насыще-

ния, выделяемый в пласте газ за счет хороших вертикальных проницаемостей стремится в свод резервуара, формируя вторичную газовую шапку. Последствия такого процесса приводят к снижению газового фактора ниже начального газосодержания, что наблюдается в 3 периоде. Четвертый период (начало 2012 г.) охарактеризован прорывом газа из вторичной газовой шапки, сформированной в ходе 3 периода (рис. 6 и 7).

Динамика исследования PLT двух скважин, расположенных на южном свде, представлена ниже:

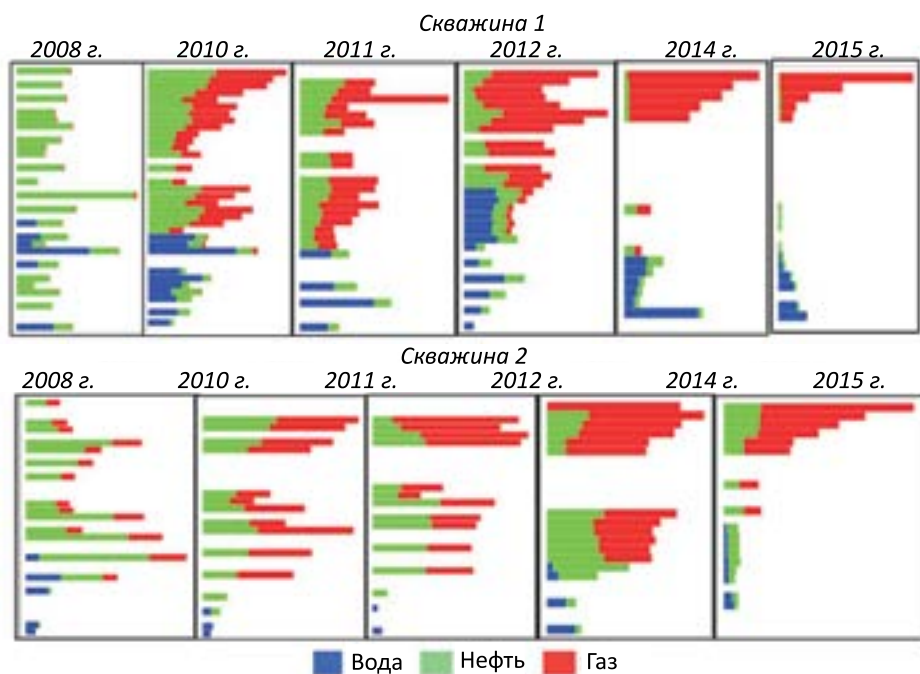


Рисунок 7. Динамика результатов PLT исследования в скважинах 1 и 2

В условиях газонапорных и водонапорных режимов на выбранном участке с целью повышения нефтеотдачи пласта по аналогии с эксплуатацией ряда нефтяных месторождений Ближнего Востока предложено рассмотреть вариант с бурением 4 горизонтальных добывающих скважин

в средней части пласта. В нижней же части пласта (ниже текущего водонефтяного контакта) расположились 4 горизонтальные нагнетательные скважины, совпадающие в плане с добывающими горизонтальными скважинами (рис. 8).

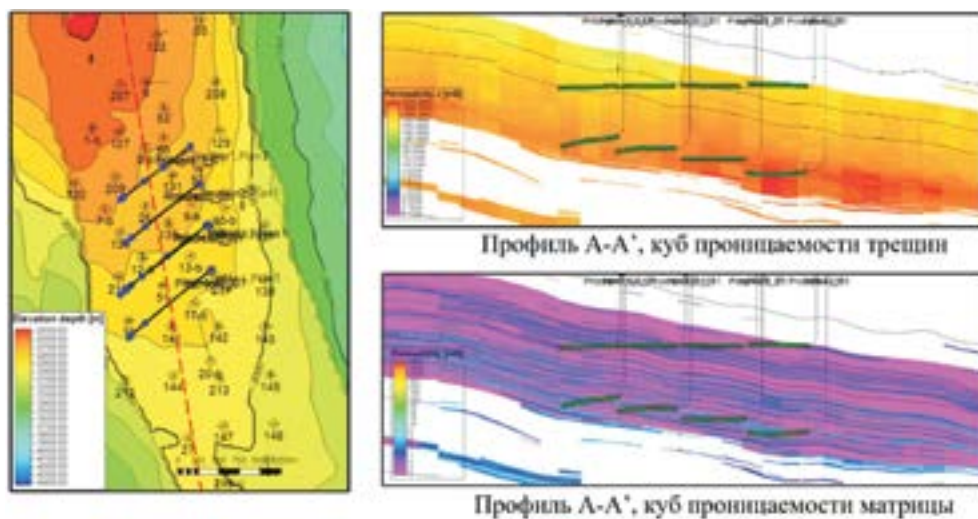


Рисунок 8. Схема расположения горизонтальных скважин

Данное расположение горизонтальных скважин позволит увеличить охват пласта разработкой и повысить конечный коэффициент нефтеотдачи при существующих геологических условиях.

Методика исследования и механизм воздействия на пласт

Эффективность разработки карбонатных коллекторов стандартными методами достаточно низкая, поэтому актуальной научно-технической задачей является поиск способа повышения конечного коэффициента нефтеотдачи пласта. Предлагается решить эту проблему за счет увеличения коэффициента охвата пласта воздействием водой с целью равномерного вытеснения нефти в пласте.

Оптимальное расстояние горизонтального ствола добывающей скважины от водонефтяного (ВНК) и газонефтяного (ГНК) контакта зависит от темпа нагнета-

ния воды. При проведении закачки вода, в первую очередь, вытесняет флюиды из трещин и из высокопроницаемой части коллектора из-за меньших фильтрационных сопротивлений в пласте. В процессе разработки контроль на горизонтальных скважинах выбирался таким образом, чтобы скорость продвижения фронта вытеснения флюида была сопоставима со скоростью капиллярной пропитки на поверхности раздела фаз «нефть-вода». Эффективность предлагаемого способа разработки прямо пропорциональна разнице удельных весов пластовых флюидов: чем больше разница плотностей, тем выше эффект. При снижении пластового давления ниже давления насыщения нефти газом выделяется свободный газ, который движется по трещинам в верхнюю часть пласта из-за низкой плотности газа, образуя искусственную газовую шапку (рис. 9).

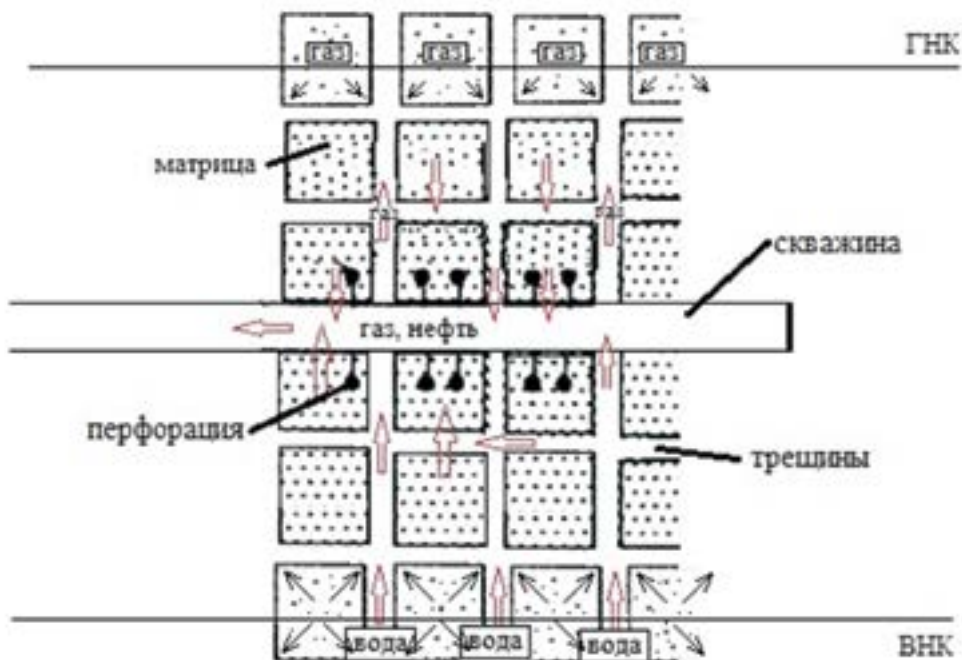


Рисунок 9. Схема движения флюидов в трещинно-поровом коллекторе

Экспериментально доказано, что нефтеотдача матричных блоков поровой части коллектора во многом определяется продолжительностью процесса пропитки, которая, в свою очередь, зависит от длины блоков, объемов закачки и величины капиллярного давления. При совместном движении нефти и воды в карбонатном коллекторе ниже горизонтального ствола осуществляются процессы капиллярной пропитки или дренирования в зависимости от смачиваемости породы, степени изменения капиллярных давлений от водонасыщенности. Выше горизонтального ствола вытеснение нефти происходит преимущественно за счет гравитационных сил, которые превосходят капиллярные. В данном случае процесс вытеснения нефти осуществляется в субвертикальном направлении при минимальных депрессиях и репрессиях на пласт.

При реализации предлагаемого способа разработки на месторождении рекомендуется использовать вертикальные наблюдательные скважины для контроля изменения пластового давления и продвижения уровней ВНК и ГНК к горизонтальной добывающей скважине.

Для предотвращения прорыва нагнетаемого агента в добывающую горизонтальную скважину может предусматриваться установка устройств контроля притока в горизонтальной части ствола как в нагнетательной, так и в добывающей скважине с целью перекрытия интервалов прорыва нагнетаемого агента, а также выравнивания профилей приемистости и продуктивности в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Результаты расчетов по секторной модели

Проведен подбор расположения и граничных условий для вариантов разработки сектора горизонтальными и вертикальными скважинами. Расчет проводился в ПО Eclipse.

Рассчитаны 6 вариантов разработки, различающиеся между собой:

- количеством и конструкцией скважин.

Рассмотрены варианты с продолжением текущей системы разработки (базовый вариант), варианты с сочетанием проектных вертикальных или горизонтальных скважин с переходящими добывающими скважинами, а также для оценки взаимовлияния горизонтальных скважин – вариант с отключением всех переходящих вертикальных скважин;

- длиной горизонтального ствола. Предусмотрены варианты разработки с разной длиной горизонтальных стволов: 600 м и 1 000 м;
- ограничением забойного давления в добывающих горизонтальных скважинах. Рассмотрено ограничение забойного давления на уровне 150 и 100 бар, также рассмотрены варианты без ограничения забойного давления;
- объемом закачки воды для определения оптимального баланса газонапорных и водонапорных режимов.

Во всех вариантах прогнозный период составляет 20 лет. Результаты расчетов основных вариантов представлены в табл. 2.

Как показывают расчеты, разработка с существующей системой снижает эффективность образовавшегося газонапорного режима вследствие дальнейшего прорыва газа к добывающим скважинам.

Отключение всего фонда вертикальных скважин на участке и замена их системой горизонтальных скважин повышает эффективность выработки запасов за счет сохранения в пласте энергии газовой шапки и возможности ее дальнейшего расширения без локальных прорывов (рис. 11).

На рис. 10 приведена динамика основных технологических показателей разработки при переходе на систему горизонтальных скважин. Эта система позволяет снизить уровень газового фактора до начального газосодержания. Оптимальная конструкция горизонтальных скважин относительно фронтов вытеснения позволяет достичь безводного периода добычи со стабильным газовым фактором в первые 5 лет.

Таблица 2. Сравнение вариантов разработки

| Параметры | Ед. изм. | Базовый | Базовый + вертикальные скв. | Горизонтальные скв. (1000 м) | Горизонтальные скв. (1000 м) |
|--|----------------|-------------|-----------------------------|------------------------------|------------------------------|
| Фонд доб. скв: верт./гориз. | ед. | 21/0 | 21(8*)/0 | 0/4 | 0/3 |
| Фонд нагн. скв: верт./гориз. | ед. | 11/0 | 11/0 | 0/4 | 0/2 |
| Ограничение $P_{заб}$ новых скв. | бар | 80 | 80 | 30 | 30 |
| Накопленная добыча (за 20 лет) | млн т | 1,55 | 2,20 | 2,69 | 2,79 |
| Ср. накопленная добыча нефти на 1 скв. верт./гор. (за 20 лет) | тыс. т | 74/0 | 50(144*)/0 | 0/672 | 0/931 |
| Макс. суточная добыча | т | 445 | 665 | 748 | 561 |
| Макс. суточная закачка | м ³ | 1600 | 1600 | 1080 | 720 |

*-проектные вертикальные скважины

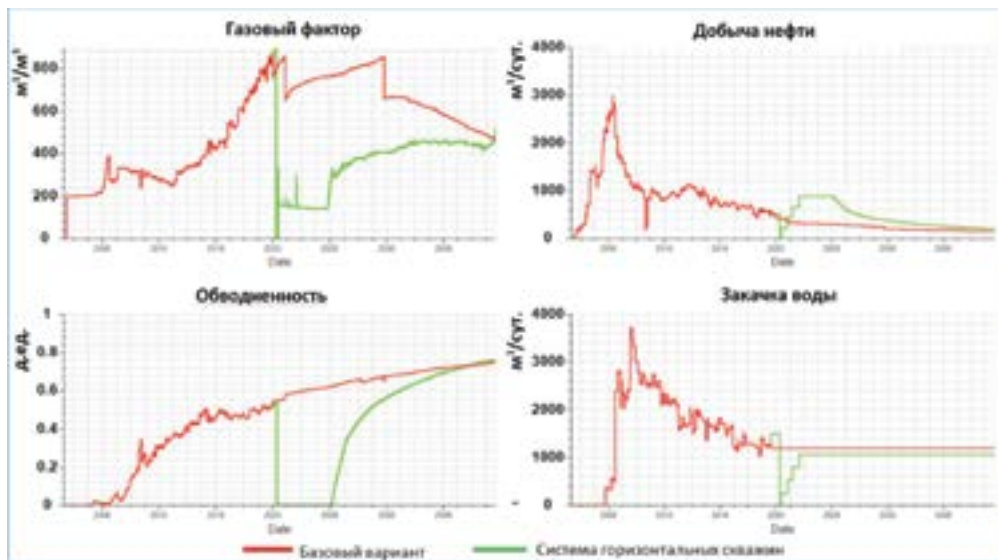


Рисунок 10. Прогноз основных показатели разработки с системой горизонтальных скважин

Предлагаемый способ позволяет осуществить эффективную разработку залежей нефти с трещиноватым типом коллектора, что способствует повышению коэффициента охвата заводнением и увеличению конечного коэффициента нефте-

отдачи пласта. Рекомендуется использовать данный метод на месторождениях с порово-трещиноватым типом коллектора, например, на продуктивных горизонтах месторождений Алибекмола, Алатюбе, Кожасай.

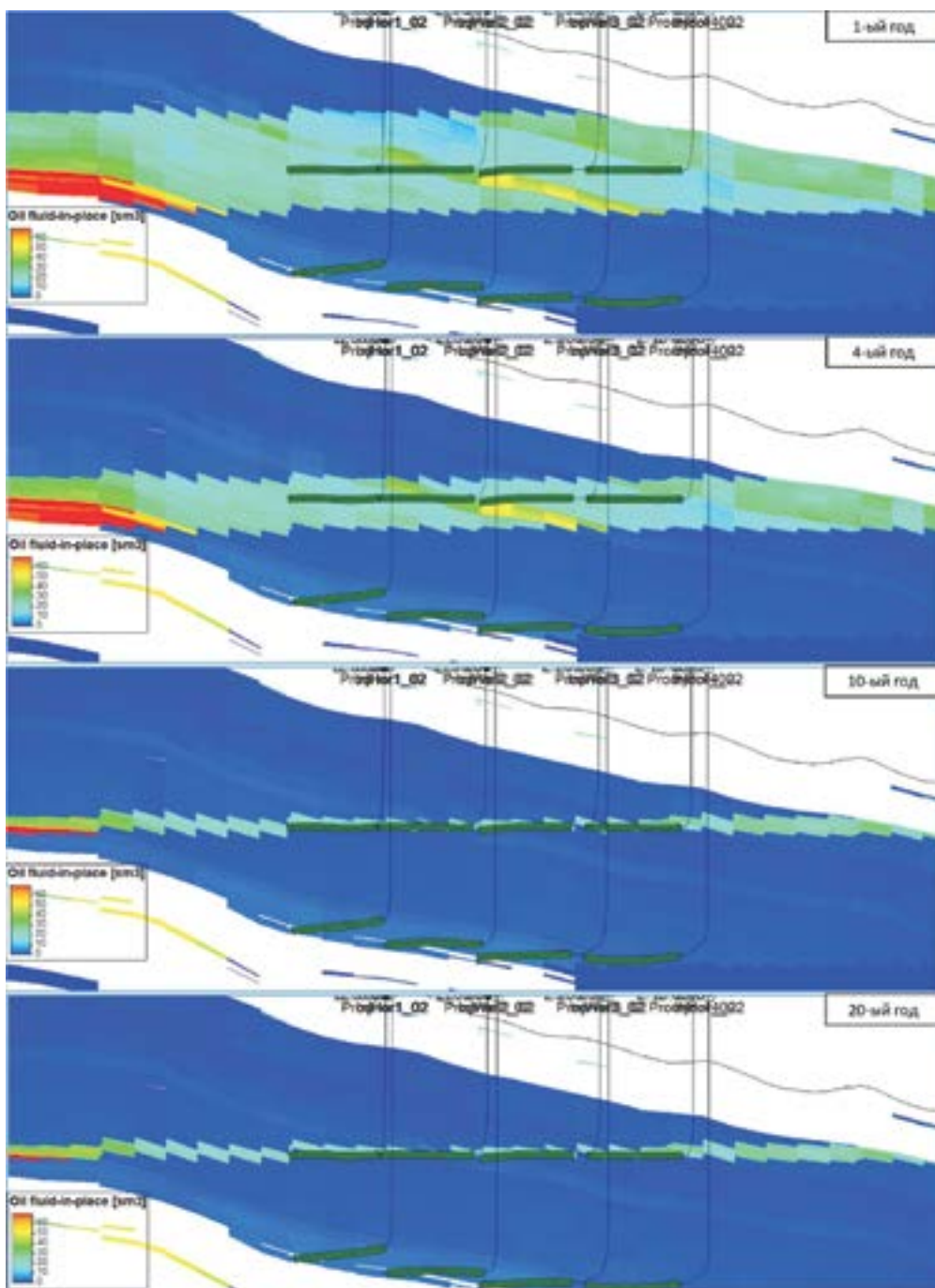


Рисунок 11. Динамика запасов нефти в трещинах при разработке с горизонтальными скважинами

Выводы

1. Сравнение полученных результатов расчета на секторной гидродинамической модели выявило эффективность разработки участка месторождения системами горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными.

2. При разработке системами горизонтальных скважин массивных карбонатных коллекторов с высокой вертикальной проницаемостью прогнозируется в среднем удвоение накопленной добычи, но при этом необходимо соблюдать расчетные уровни закачки воды для оптимального вытеснения. В данном случае при искусственно созданной газовой шапке

подбирался объем закачки воды для максимального вытеснения нефти водой.

3. Выявлена зависимость: чем больше площадь соприкосновения открытых трещин со стволами горизонтальных скважин, тем медленнее поднимается фронт ВНК при прочих равных условиях, что приводит к более позднему прорыву газа и воды в добывающую скважину.

4. Увеличение объемов добычи нефти (форсированный отбор) и закачки воды в вертикальные скважины ведет к раннему резкому увеличению обводненности продукции и уменьшению конечного КИН из-за быстрого прорыва воды в добывающих скважинах.

Список использованной литературы

1. Хасанов Б.К., Касенов А.К. Способ разработки карбонатных нефтяных залежей системами горизонтальных скважин. – Заявка на патент РК №29879, 2019.
2. Бравичева Т.Б., Масленникова Л.В. Повышение эффективности выработки карбонатных коллекторов при заводнении. – Бурение и нефть, 2007, № 07-08, с. 26-28.
3. Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Галимов И.Ф. Способ снижения водопритока в горизонтальный ствол скважины трещинно-порового коллектора. – Патент RU 2527413, 2014.
4. Техническое руководство Tnavigator 19.4, Rock Flow Dynamics. – Reference manualRFD. 20198, 2933 с.
5. Руководство пользователя Tnavigator 19.4, Rock Flow Dynamics. – Reference manualRFD. 2019, 484 с.

КАРБОНАТТЫ КОЛЛЕКТОРЛАРДЫҢ ДАМУ ТИІМДІЛІГІН ГОРИЗОНТАЛЬДЫ ҰҢҒЫМА СИСТЕМАСЫ АРҚЫЛЫ АРТТЫРУ

Б.К. Хасанов, А.К. Касенов, М.Ш. Мусаев, Ж.М. Серниязов

Түйіндеме

Жарық коллекторлы кен орынды игеру өзекті мәселе болып табылады. «ҰК «ҚазМұнайГаз» кен орындарының мұнай қорының 90%, ірі жобаларды қоса алғанда карбонатты коллекторларға жатады. Екі еселік орта болғандықтан бұндай коллекторларды стандартты түрде игерудің әсері аз, сондықтан игерудің жаңа тәсілдерін қолдану әсіресе мезгілді болып табылады. Бұл мақалада кеуекті-жарық коллекторларды көлденең ұңғымалар жүйесімен игеру әдісі ұсынылған. Бұл әдісті іске асыру үшін бір айдау және бір өндірістік ұңғымамен геолого-гидродинамикалық моделінің секторы салынды және гидродинамикалық есептеулер жүргізілді. Нәтижесінде кеуекті-жарықты коллекторды көлденең ұңғымалар жүйесімен игеру тік ұңғымалар жүйесіне қарағанда тиімділігін көрсетті.

Түйінді сөздер: Карбонатты өткізгіштер, гидродинамикалық модель, көлденең бұрғыланған ұңғымалар, карбонатты өткізгіштерді игеру.

INCREASING THE EFFICIENCY OF THE DEVELOPMENT OF CARBONATE COLLECTORS BY HORIZONTAL WELL SYSTEMS

B.K. Khassanov, A.K. Kasenov, M.Sh. Musaev, Zh.M. Serniyazov

Abstract

Reservoir development of fractured reservoirs is an essential problem. 90% of oil reserves in the fields of Kazmunaigas is concentrated in fractured reservoirs. Due to the double porosity, the development of such collectors is less effective by standard methods, therefore application of the new approaches is extremely vital. This article presents a method for developing pore-fractured reservoirs with a horizontal well system. To implement this method, 3D simulation model was build and respective calculations were performed. As a result, the horizontal well system has shown its efficiency compared to the development of fractured reservoirs by vertical wells.

Key words: carbonate reservoirs, reservoir simulation, horizontal wells, development of carbonate reservoirs

Информация об авторах

Хасанов Бахытжан Кенесович – Генеральный директор;

Касенов Акжан Кайнуллаевич – канд. техн. наук, директор департамента гидродинамического моделирования, A.Kassenov@niikmg.kz;

Мусаев Марлен Шакиржанович – магистр техн. наук, старший инженер департамента гидродинамического моделирования, M.Mussayev@niikmg.kz;

Серниязов Жалгас Манарбекович – магистр техн. наук, ведущий инженер департамента гидродинамического моделирования, Zh.Serniyazov@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан.