УДК 622.276.1/.4 «712.8»

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕБОЛЬШИХ ЗАЛЕЖЕЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

IMPROVEMENT OF THE DEVELOPMENT SYSTEM OF TATARTSAN'S SMALL-SIZE RESERVOIRS AT LATE STAGES

Данилов Данил Сергеевич
младший научный сотрудник,
институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Шешдиров Рамиз Искендерович
заведующий сектором,
институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
sheshdirov@mail.ru

Хакимзянов Ильгизар Нургизарович
доктор технических наук, заведующий лабораторией,
институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
razrdds@tatnipi.ru, khakimzyanov@tatnipi.ru

Danilov Danil Sergeyevich
Junior researcher,
Tatnipineft institute of PJSC Tatneft

Sheshdirov Ramiz Iskenderovich
Manager of sector,
Tatnipineft institute of PJSC Tatneft
sheshdirov@mail.ru

Hakimzyanov Ilgizar Nurgizarovich
Doctor of Engineering,
Head of the laboratory,
Tatnipineft institute of PJSC Tatneft
razrdds@tatnipi.ru,
khakimzyanov@tatnipi.ru

Аннотация. Одним из резервов сохранения уровней добычи нефти является повышение степени извлечения нефти из пластов за счет совершенствования систем разработки нефтяных месторождений и массового внедрения методов увеличения коэффициента нефтеизвлечения (МУН) пластов. Предлагаются геолого-технологические мероприятия (ГТМ), направленные на усовершенствование системы, которое состоит в переносе фронта нагнетания вытесняющего агента, в бурении боковых стволов из обводнившихся скважин для доработки запасов из недренируемых зон. На поздней стадии разработки наиболее широкое применение находит закачка полимерных композиций в качестве вытесняющего реагента. Для вовлечения в разработку слабопроницаемых прослоев рекомендуется использовать закачку сшитых полимерных систем (СПС).

Ключевые слова: залежь, закачка, реагент, боковой ствол, коэффициент нефтеизвлечения.

Annotation. A common approach to maintaining stable oil production rates relies on the increase of oil recovery from producing formations through optimized oil fields development strategy and wide use of enhanced oil recovery methods. Production enhancement operations include front displacement, as well as sidetracking water-producing wells to drain by-passed oil. Injection of polymer compositions as displacement agents finds wide application at the late stage of development. To increase production from low-permeability intervals, cross-linked polymer systems are recommended for injection.

Keywords: oil field, injection, agent, well lateral, oil recovery factor.

Одним из резервов сохранения достигнутых уровней добычи является повышение степени извлечения нефти из пластов, которое может быть достигнуто совершенствованием систем разработки нефтяных месторождений, широким внедрением методов увеличения коэффициента нефтеизвлечения пластов, массовым проведением геолого-технических мероприятий. Основным способом разработки месторождений Татарстана является заводнение нефтяных пластов и закономерно преимущественное развитие таких методов повышения нефтеизвлечения, которые применимы при существующей системе и технологии разработки нефтяных залежей [1, 3].

При разработке нефтяных месторождений широкое применение в качестве метода повышения нефтеизвлечения находит закачка полимерных композиций в качестве вытесняющего реагента.

Авторами предлагается данный метод повышения нефтеотдачи на примере одного из месторождений Татарстана. Промышленная нефтеносность рассматриваемого месторождения установлена в терригенных отложениях пласта $Д_0$ кыновского и $Д_1$ пашийского горизонтов верхнего девона.

Залежи нефти, приуроченные к пласту $Д_0$ и $Д_1$, являются пластово-сводовыми с краевыми и подошвенными водами (рис. 1). Водонефтяная зона обширная, занимает около 25 % площади нефтеносности. Коллектор относится к среднеемким, среднепроницаемым [2].

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в табл. 1.

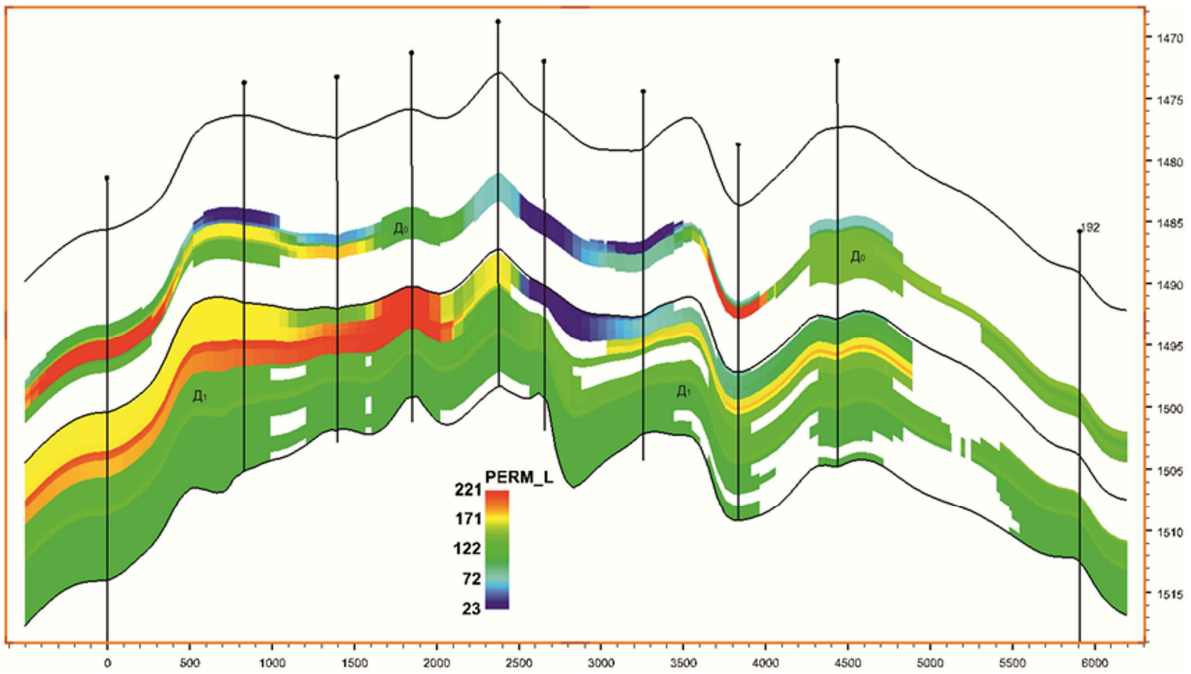

Рисунок 1 – Схематический геологический профиль отложений верхнего девона. Распределение параметра проницаемости (единица измерения – ×10^{-3} мкм^2)

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты	
	кыновский	пашийский
Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	–1495,1 ÷ –1480,7	–1493,4 ÷ –1487,0
Абсолютная отметка ВНК (интервал изменения), м	–1496,0	–1494,0
Тип залежей	пласт-сводов.	пласт-сводов.
Тип коллектора	поровый	поровый
Средняя общая толщина, м	14,4	10,7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,5	2,8
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,23	0,97
Расчлененность	1,0	1,0
Средний коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2	410	133
Средний коэффициент пористости, д. ед.	0,164	0,175
Средний коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0,753	0,715
Начальная пластовая температура, °С	35	35
Начальное пластовое давление, МПа	16,8	16,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,1	3,1
Газовый фактор, м^3/т	13,8	13,8
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3	867,5	867,5
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3	888,9	888,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	14,1	14,1
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,063	1,063
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м^3	1,18	1,18
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,87	1,87
Удельный коэффициент продуктивности, м^3/(сут.·МПа·м)	2,38	3,55
Коэффициент вытеснения нефти водой (газом), д. ед.	0,72	0,72

За 2015 год добыто 17,4 тыс. т. нефти, темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – 1,6 % в год. Добыча жидкости – 186,1 тыс. т. В целом по месторождению среднесуточный дебит по нефти составил 5,2 т/сут., по жидкости – 55,3 т/сут. Текущая обводненность продукции скважин составила 90,6 %.

С начала разработки по состоянию на 01.01.2016 г. с кыновско-пашийских отложений добыто нефти 95,7 % от НИЗ, накопленная добыча жидкости составила 3407,9 тыс. т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения по месторождению равен 0,457 д. ед., водонефтяной фактор с начала разработки – 1,82 д. ед. На рисунке 2 приведен график разработки рассматриваемого месторождения.

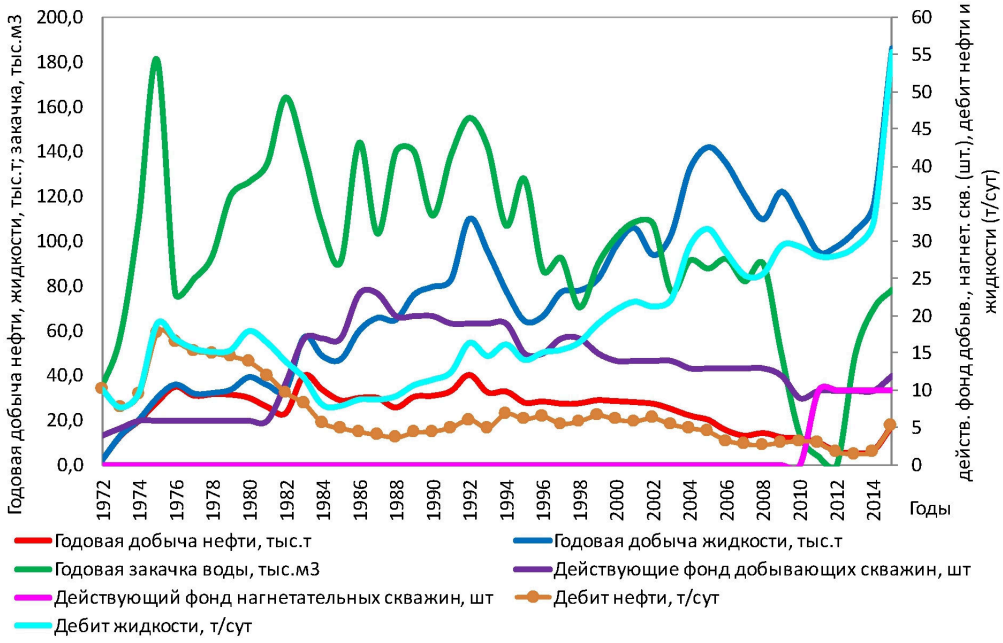

Рисунок 2 – Динамика технологических показателей разработки выбранного нефтяного месторождения

Действующая система разработки характеризуется следующими особенностями:

– фонд составляет 36 скважин. Действующий добывающий фонд составляет 13 скважин. Нагнетательный фонд равен 10 скважинам (табл. 2);

– закачка воды ведется в пять законтурных нагнетательных скважин, в одну очаговую скважину, в четыре скважины переноса фронта нагнетания;

– пластовое давление равно 16,2 МПа, забойное – 12 МПа.

Стадия добычи – падающая. Для этой стадии характерна высокая обводненность добываемой продукции. В данной работе авторами предложено совершенствование системы разработки на поздней стадии, направленное на снижение обводненности и увеличение коэффициента нефтеизвлечения (КИН).

Таблица 2 – Расшифровка фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	пробурено, в том числе: – действующие из них фонтанные ЭЦН ШГН – бездействующие – переведены под закачку	31 12 4 8 1 5
Фонд нагнетательных скважин	пробурено возвращено с других горизонтов переведены из добывающих всего, в том числе: – под закачкой – бездействующие	5 5 10 8 2
Фонд специальных скважин	пьезометрические ликвидированные	8 5

В этой связи при отборе 96,6 % от НИЗ предлагаются геолого-технологические мероприятия (ГТМ), направленные на усовершенствование системы, которое состоит в следующем:

– переносе фронта нагнетания вытесняющего агента из законтурной области в приконтурную;

– уменьшении обводненности за счет применения МУН (потокоотклоняющих) с закачкой их в нижнюю часть пласта (индивидуальное решение по каждой скважине) с целью активизации выработки недренируемой прикровельной части пласта [5];

– бурении боковых стволов (БС) из обводнившихся скважин для довыработки запасов из недренируемых зон, сформировавшихся в результате неравномерности существующей сетки, приведшей к дегеометризации элементов. Величина остаточных запасов 7–10 тыс. тонн позволяет восстановить добычу нефти из ряда скважин путем зарезки боковых стволов. По опыту освоения БС на месторождениях Республики Татарстан средняя величина прироста дебита составила 10 раз [4].

С целью активизации вытеснения нефти предлагается использовать приконтурное и очаговое заводнение [5].

Для вовлечения в разработку слабопроницаемых прослоев рекомендуется использовать:

– закачку сшитых полимерных систем в скв. № № 1, 2, 3;

– остановку закачки в скв. № 4. При установлении падения $P_{пл}$ – пуск в циклическом режиме с закачкой полиакриламида.

Внедрение рекомендуемых мероприятий позволит:

– увеличить дебиты скважин, интенсифицировать добычу нефти, снизить обводненность добываемой продукции за счет применения новых методов повышения нефтеизвлечения;

– увеличить $К_{охв}$ с 0,66 до 0,7.

Для увеличения КИН рекомендуется:

– бурение двух боковых стволов со старых пьезометрических скважин (№ № 5, 6); перевести наблюдательную скв. № 7 в категорию добывающих на пласт $Д_0$; перевести нагнетательную скв. № 8 в категорию добывающих на пласт $Д_1$; провести форсированный отбор жидкости (ФОЖ) в скв. № № 9, 10, 11, 12, 13.

На рисунке 3 представлена карта разработки рассматриваемого нефтяного месторождения с рекомендуемыми мероприятиями.

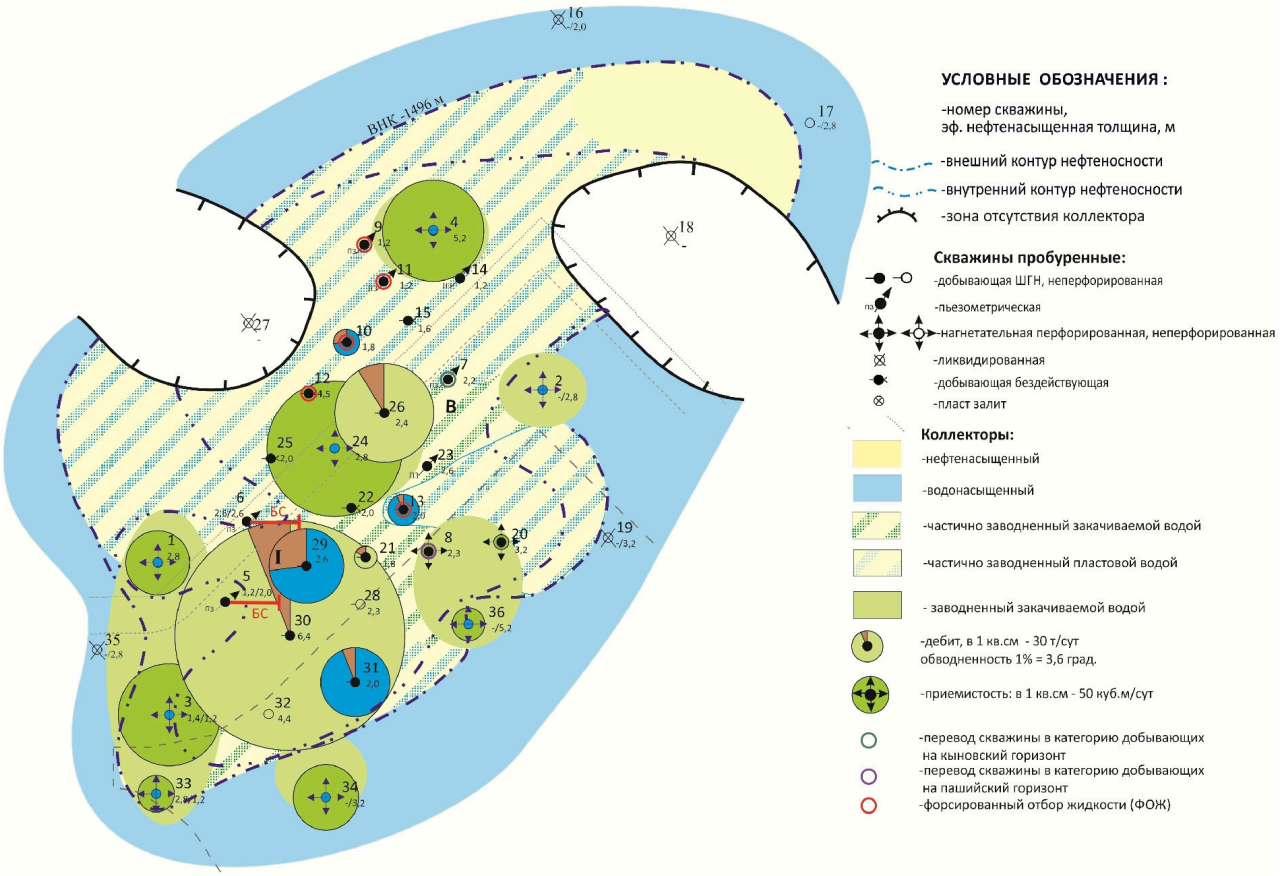

Рисунок 3 – Карта разработки кыновского горизонта

Авторами рассчитан вариант разработки, учитывающий внедрение предложенных ГТМ (рис. 4).

В результате предложенных авторами мероприятий КИН повысится на 0,027 д. единиц или 34 тыс. тонн нефти. Ожидаемая эффективность применения МУН составит 14 тыс. тонн нефти, за счет бурения двух БС дополнительная добыча нефти составит 20 тыс. тонн. Чистый дисконтированный доход проекта за расчетный период составляет 75 млн руб., доход государства – 435 млн руб.

Выводы:

– залежь находится на поздней стадии разработки;

– удержание уровней добычи и снижение обводнённости возможно при совершенствовании системы разработки путем проведения следующих ГТМ:

– перенос фронта нагнетания вытесняющего агента;

– уменьшение обводненности за счет применения потокоотклоняющих МУН с закачкой их в нижнюю часть пласта (индивидуальное решение по каждой скважине) с целью активизации выработки недренируемой прикровельной части пласта;

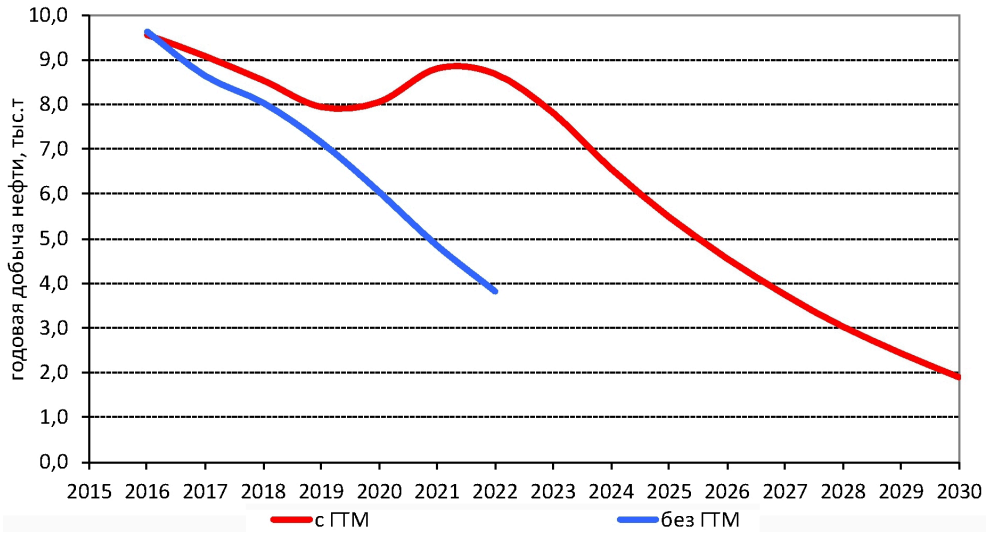

Рисунок 4 – График разработки, учитывающий внедрение предложенных ГТМ

– уменьшение количества простаивающего фонда скважин за счет зарезки боковых стволов для довыработки запасов из недренируемых зон, сформировавшихся в результате неравномерности существующей сетки, приведшей к дегеометризации элементов и неравномерному вытеснению нефти;

– переход на приконтурное и очаговое заводнения;

– вовлечение в разработку слабопроницаемых прослоев путём закачки сшитых полимерных систем (СПС), остановка закачки по отдельным скважинам, закачка полиакриламида (ПАА) в циклическом режиме.

– применение форсированного отбора жидкости (ФОЖ) в отдельных скважинах.

Литература:

1. Андриасов Р.С. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров. Под общей ред. Ш.К. Гиматудинова. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Недра, 1983. – 455 с.

2. Добрынин В.М. Оценка текущей нефтенасыщенности и определение положения ВНК и ГНК в обсаженных скважинах методом широкополосного акустического каротажа : протокол заседания Центральной комиссии по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений № 2071 от 17.10.1996 г., Москва.

3. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. – М. : Недра, 1973.

4. Хакимзянов И.Н. Теория и практика разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием : дис. … док. техн. наук: 25.00.17 / И.Н. Хакимзянов ; ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть» ; науч. конс. док. техн. наук, проф. Р.Р. Ибатуллин. – Бугульма, 2012. – 388 с.

5. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов республики Татарстан : монография / А.Ф. Яртиев, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров, З.С. Идиятуллина. – Казань : изд-во «Ихлас», 2016. – 192 с.

References:

1. Andriasov R.S. 1983. Guidelines for Planning of Oil Fields Development and Operation. Oil Production / Andriasov R.S, Mischenko I.T., Petrov A.I. Edited by Gimatudinov Sh.K., second revised edition. – M. : Nedra. – 455 p.

2. Dobrynin V.M. Evaluation of Current Oil Saturation and Determination of OWC and GOC in Cased Wells by Means of Full-Wave Acoustic Logging. Minutes of the Session of the Central Oil and Gas Fields Development Commission No. 2071 as of 17.10.1996. Moscow.

3. Sazonov B.F. 1973. Advances in Oil Fields Development under Water Drive. – M. : Nedra.

4. Khakimzyanov I.N. 2012. Theory and Practice of Oil Fields Development Using Horizontal Wells. Dr.Sc. thesis: 25.00.17 / Khakimzyanov I.N. TatNIPIneft Institute–JSC TATNEFT, Bugulma. Scientific Advisor Ibatullin, R.R., Dr.Sc., Professor. – 388 p.

5. Yartiev A.F., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Idiyatullina Z.S. 2016. Advanced Production Technologies for Heterogeneous and Complex Reservoirs in the Republic of Tatarstan. Monography. – Kazan : Ikhlas. – 192 p.