

Анализ эффективности доразработки терригенных пластов на Южно-Ромашкинской площади в условиях поздней стадии их эксплуатации

И.Ф. Галимов

(ПАО «Татнефть»),

Ф.А. Губайдуллин, К.Т.Н.,

А.В. Вахин, К.Т.Н.,

П.В. Исаев

(Казанский (Приволжский)

федеральный университет)

Адреса для связи: mail

Ключевые слова: гидроразрыв пласта (ГРП), дебит нефти, пластовое давление, обводненность

DOI: 10.24887/0028-2448-2018-x-xx-xx

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров

Zag

Autor

E-mail: mail

Keywords: keyword

Annotacie

На Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского месторождения основными разрабатываемыми объектами являются пласты пашийского горизонта D_{1-a} и $D_{1-6(1,2)}$, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) которых приведены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры	Группа пород			Среднее значение
	1	(1)	2	
Пористость	0,214 0,214	0,188 0,19	0,148 0,149	0,188 0,188
Проницаемость, мкм ²	0,844 0,762	0,273 0,304	0,076 0,063	0,446 0,4
Нефтенасыщенность	0,859 0,853	0,773 0,772	0,696 0,687	0,792 0,78

Примечание. В числителе приведены параметры пласта D_{1-a} , в знаменателе – пласта $D_{1-6(1,2)}$.

Пласт D_{1-a} в основном занимает центральную часть площади, где представлен песчаником 1 группы меридионального направления, на долю которого приходится 39 % площади пласта, на долю пород группы (1) – 22,1 %. Алев-

ролиты занимают 38,9 % всей нефтеносной площади. Пласт маломощный, средняя толщина по группе 1–3,025 м, по группе (1) – 1,85 м. Толщина пласта меняется от 1 до 6 м. Доля коллекторов толщиной менее 3 м составляет 67,7 %, средняя пористость пород группы 1 – 1,3 %, (1) – 19,4 %, 2 – 14,4 %, проницаемость – 0,267 мкм². Пласт D_{1-a} содержит 6,7 % начальных извлекаемых запасов (НИЗ) горизонта D_1 . Пласт $D_{1-6(1,2)}$ – маломощный, средняя толщина по группе 1 – 3,87 м, по группе (1) – 2,33 м, по группе 2 – 1,75 м, пористость соответственно 21,3; 18,8 и 14,6 %, проницаемость пласта – 0,290 мкм², доля толщин менее 3 м – 63,3 %. Соотношение площадей нефтенасыщенных коллекторов по группе пород 1–34,6 %, по группе (1) – 29,2 %, по группе 2 – 36,2 %. Пласт содержит 11,5 % НИЗ горизонта D_1 .

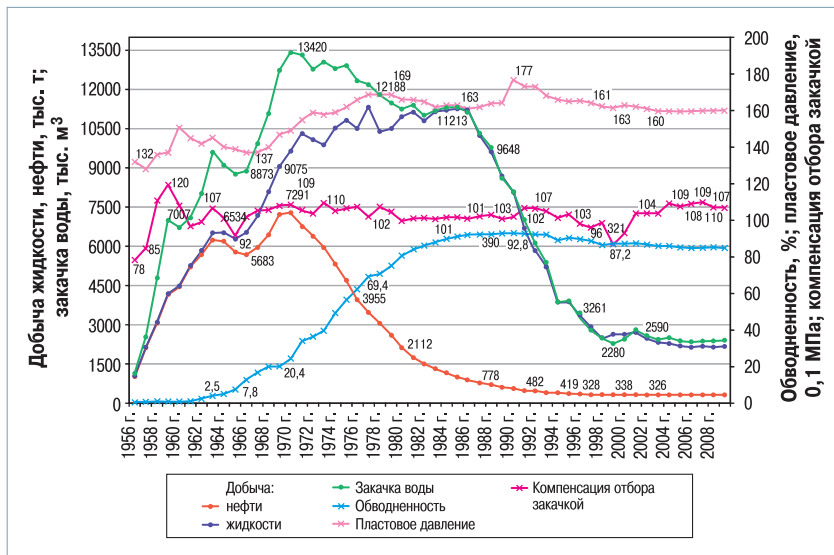
В процессе разработки месторождения началось снижение годовых темпов отбора нефти в результате значительной выработки ее запасов и роста обводненности продукции. В последующие годы геолого-технические мероприятия были направлены на создание интенсивной системы разработки, которая позволила бы существенно замедлить темп снижения добычи нефти. В настоящее время Южно-Ромашкинская площадь Ромашкинского месторождения находится на заключительной стадии разработки. Степень выработки запасов нефти составила 86,1 % НИЗ, коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,458 при проектном 0,475. Особенностью добычи нефти на поздней стадии разработки является непрерывное ухудшение структуры запасов, доля их в низкопродуктив-

ных коллекторах непрерывно возрастает. Динамика показателей разработки приведена на рисунке, из которого видно, что в начальный период площадь разрабатывалась при низких темпах обводнения продукции. Это объясняется тем, что обводнившиеся скважины отключались при сравнительно низкой предельной обводненности (50–60 %). В конце первой стадии разработки при отборе 22,7 % НИЗ обводненность добываемой продукции составляла 4,2 %, водонефтяной фактор – 0,018. Резкий рост обводненности происходит после отбора 50 % НИЗ, вследствие истощения и обводнения наиболее продуктивных пластов и подключения верхних пластов, характеризующихся более высокими неоднородностью и долей трудноизвлекаемых запасов. Максимальная добыча жидкости была получена в 1977 г. и составила 11,340 млн т. С момента снижения годовой добычи нефти отбор жидкости сохранялся практически постоянным и до 1986 г. удерживался на уровне 10–11 млн т. С 1987 г. отбор жидкости начал снижаться в результате целенаправленного ограничения ее добычи путем отключения обводненных пластов, применения циклического заводнения с переменной направлением фильтрационных потоков, разукрупнения объектов разработки и использования других методов регулирования.

Закачка воды с целью поддержания пластового давления стала осуществляться с 1955 г. Ежегодно ее объемы увеличивались до 1970 г. Суммарная закачка воды впервые компенсировала накопленный отбор жидкости в 1971 г. (см. рисунок). Приведенные данные свидетельствуют, что ежегодно закачка полностью компенсировала отбор жидкости. С 1987 г. происходило снижение закачки воды и, как следствие, отборов жидкости. Проведение комплекса мероприятий по совершенствованию системы заводнения и регулированию процесса разработки позволило снизить непродуцируемую закачку в пласты. В соответствии с объемом закачки воды определяется среднее пластовое давление. Пластовое давление по площади в конце 1987 г. составило 16 МПа, в зоне отбора – 16,9 МПа. Начиная с 1975 г. оно держится примерно на одном уровне.

Анализ степени выработки запасов по горизонту D_1 выполнен по пластам, группам коллекторов, блокам и всей площади. Самые высокие темпы выработки отмечены по пластам Γ_1 и Γ_2 , по которым отобрано соответственно 94,3 и 96,2 % НИЗ. Текущий КИН соответственно составляет 0,508 и 0,574. Наименее выработанным является пласт D_{1-a} – текущий КИН составил всего 0,283 при отборе 61,1 % НИЗ. По остальным пластам горизонта отобрано соответственно 65,9 % (пласт $D_{1-6(1)}$) до 82,9 % (пласт $D_{1-6(2)}$) НИЗ. Текущий КИН составляет соответственно 0,299 и 0,423.

Выработка запасов по группам коллекторов также происходит неравномерно. Наиболее выработаны запасы высокопродуктивных неглинистых коллекторов (93,2 % НИЗ). Значительно отстает выработка запасов высокопродуктивных глинистых коллекторов (63,4 % НИЗ). Малопродуктивные коллекторы выработаны в единич-



Динамика основных технологических показателей разработки Южно-Ромашкинской площади

ных случаях при условии их непосредственного контакта с зоной развития песчаников. По ним отобрано только 23,5 % НИЗ. Такая закономерность выработки запасов по группам коллекторов сохраняется по всем пластам и блокам площади.

К 2017 г. накопленная добыча нефти по горизонту D_1 Южно-Ромашкинской площади достигла 135983,8 тыс. т (86,1 % НИЗ), КИН – 0,458. В 2000–2016 г. годовая добыча нефти составляла около 320 тыс. т, годовой темп отбора нефти – 0,2 % НИЗ и 1,32 % текущих запасов. В настоящее время 60 % добывающих скважин эксплуатируются с дебитами нефти 0,5–2,0 т/сут, 6 % – с дебитами более 8 т/сут. Обводненность 12,5 % добывающих скважин не превышает 2 %, 14,4 % скважин – более 90 %. За время разработки отобрано 330,760 млн т жидкости, водонефтяной фактор равен 1,43.

Для повышения КИН применялись различные методы интенсификации добычи нефти. Для увеличения проницаемости призабойной зоны скважин Ромашкинского месторождения реализовано более 36 методов. К наиболее распространенным методам обработки призабойной зоны (ОПЗ) относятся гидроразрыв пласта (ГРП), технология комплексного воздействия на прискважинную зону с применением кислотного поверхностно-активного состава (КПАС), ОПЗ реагентами многофункционального действия (РМД), акустико-химическое воздействие (АХВ), разглинизация призабойной зоны с использованием СНПХ 9350, депрессионная перфорация, применение композиций СНПХ 9010, термогазохимическое воздействие (ТГХВ) на пласт [1–7].

Из перечисленных методов ГРП дает максимальный технологический эффект. Его применение позволяет решить проблемы с восстановлением гидродинамической связи с продуктивным пластом-коллектором в добывающих скважинах и способствует более полной выработке запасов нефти.

Для определения/уточнения эффективности применения технологии ГРП на рассматриваемой площади были выбраны две скважины: 1777 (пласт D_{1-a}) и 9405А (пласт D_{1-6}). Технологические показатели эксплуатации скважин до и после проведения ГРП в июле 2016 г. представлены в табл. 2.

Таблица 2

Дата	Дебит нефти, т/сут (т/мес)	Обводненность, %	Дебит воды, т/мес	Накопленная добыча нефти, т (дополнительная за счет ГРП)
Скв. 1777				
01.01.16 г.	1,89 (56,70)	26,6	15,08	56,70
01.02.16 г.	1,89 (56,70)	26,6	15,08	113,40
01.03.16 г.	2,09 (62,70)	36	22,57	176,10
01.04.16 г.	2,01 (60,30)	33	19,90	236,40
01.05.16 г.	1,98 (59,40)	34	20,20	295,80
01.06.16 г.	1,98 (59,40)	34	20,20	355,20
01.07.16 г.	4,1 (123,00)	50	61,50	370,0241 (108,18)
01.08.16 г.	4,5 (135,00)	51,8	69,93	412,428 (200,77)
01.09.16 г.	4,19 (125,70)	51,1	64,23	443,4947 (295,41)
01.10.16 г.	4,25 (127,50)	50,5	64,39	469,6158 (396,78)
01.11.16 г.	4,15 (124,50)	51,3	63,87	491,5871 (499,31)
01.12.16 г.	3,95 (118,50)	58,5	69,32	510,7794 (598,62)
Скв. 9405А				
01.01.16 г.	3,64 (109,20)	15,1	16,49	109,20
01.02.16 г.	3,33 (99,90)	22,9	22,88	209,10
01.03.16 г.	3,37 (101,10)	15,6	15,77	310,20
01.04.16 г.	3,31 (99,30)	16,8	16,68	409,50
01.05.16 г.	3,32 (99,60)	16,2	16,14	509,10
01.06.16 г.	3,06 (91,80)	20,9	19,19	600,90
01.07.16 г.	8,16 (244,80)	35,00	85,68	652,4495 (193,25)
01.08.16 г.	8,09 (242,70)	38,10	92,47	730,7942 (357,61)
01.09.16 г.	7,34 (220,20)	38,60	85,00	786,9909 (521,61)
01.10.16 г.	7,34 (220,20)	38,42	84,60	833,719 (695,08)
01.11.16 г.	7,34 (220,20)	40,30	88,74	874,261 (874,74)
01.12.16 г.	7,34 (220,20)	41,20	90,72	909,8833 (1059,32)


Результаты промышленного эксперимента свидетельствуют о том, что создание направленных трещин в продуктивных пластах горизонта D_1 способствует увеличению КИН более, чем на 30 %. Кроме того, обводненность добываемой жидкости возрастает более чем на 35 %. В связи с отмеченным возникает необходимость комплексирования ГРП с изоляцией источников обводнения на истощенных участках карбонатных пластов.

Для оценки эффективности применения ГРП по методике Б.Ф. Сазонова была рассчитана дополнительная добыча нефти, приведенная в табл. 2.

Выводы

1. В результате проведения ГРП средний дебит нефти скв. 1777 увеличился от 2 до 4,19 т/сут, скв. 9405А – от 3,3 до 7,6 т/сут.

2. В результате ГРП дополнительная добыча нефти по скв. 1777 составила 598 т, по скв. 9405А – 1059 т.

3. Проведение ГРП является эффективным методом в условиях значительной степени выработки запасов, низких дебитов, высокой обводненности добываемой продукции при его комплексировании с технологией изоляции водопритоков с применением порошковой композиции на основе активной целлюлозной муки 

4. Применение термических методов исследования при разработке технологий добычи тяжелых нефтей / А.В. Вахин, В.П. Морозов, С.А. Ситнов (и др.) // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – № 6. – С. 74–80.

5. Chemical evaluation and kinetics of Siberian, north regions of Russia and Republic of Tatarstan crude oils / M.A. Varfolomeev, R.N. Nagrimanov, A.A. Samatov (et al.) // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects. – 2016. – V. 38(8). – P. 1031–1038.

6. Особенности математического моделирования метода внутрипластового горения при добыче высоковязких нефтей и природных битумов / Д.Р. Исаков, Д.К. Нурғалиев, Д.А. Шапошников, О.С. Чернова // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – № 6 (586). – С. 81–83.

7. Савельев В.А., Токарев М.А., Чинаров А.С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи / Ижевск Издательский дом «Удмуртский университет», 2007. – 147 с.



References

Список литературы

1. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: справочник рабочего. – М.: Недра, 1986. – 240 с.

2. Polymer Additive Influence on Composition and Properties of Bitumen Polymer Compound / L.R. Baibekova, S.M. Petrov, I.I. Mukhamatdinov, M.A. Burnina // International Journal of Applied Chemistry. – 2015. – 11(5). – P. 593–599.

3. Исследование реологического поведения системы раствор полимера – порода / И.И. Мухаматдинов, Ф.А. Алиев, С.А. Ситнов (и др.) // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 11. – С. 121–123.