

DOI 10.25689/NP.2018.1.44-53

УДК 622.276.1/.4(470.41)

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ТЕРРИГЕННЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ЕЛАБУЖСКОГО НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ОСЛОЖНЕННЫХ РАЗЛОМАМИ, С
ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕОЛОГО-ФИЛЬТРАЦИОННОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Низаев Р.Х., Плаксин Е.К., Ивонин А.А.,

Давлетшин Р.Ф., Александров Г.В., Назмутдинов Р.Ш.

Институт «ТатНИПИнефть»

**OPTIMIZING THE DEVELOPMENT OF FAULTED UPPER DEVONIAN
TERRIGENOUS SEDIMENTS OF ELABUZHSKOYE OIL FIELD USING
GEOLOGICAL AND RESERVOIR SIMULATION MODELING**

Nizaev R.Kh., Plaksin E.K., Ivonin A.A.,

Davletshin R.F., Aleksandrov G.V., Nazmutdinov R.Sh.

TatNIPIneft Institute

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Аннотация. Созданы геологическая и фильтрационная модели терригенных отложений верхнего девона Елабужского нефтяного месторождения, осложненного разломами, проведены гидродинамические расчеты по определению прогнозных технологических показателей разработки терригенных отложений верхнего девона. Расчеты прогнозных параметров проводились по двум вариантам разработки, исходя из состояния эксплуатационного объекта, для оптимизации системы разработки. На основе расчетов фильтрационной модели Елабужского нефтяного месторождения был предложен комплекс мероприятий по бурению новых скважин. Снижение эффективности разработки в последние 15 лет приводит к необходимости бурения новых скважин. В связи с этим в работе авторами

предусматривается бурение новых скважин с избирательным размещением скважин. Запроектировано бурение 25 добывающих и четырех нагнетательных скважин, реликвидация двух скважин и зарезка двух боковых стволов.

Ключевые слова: *разлом, терригенный коллектор, башкирский ярус, геологическая и фильтрационная модели, интерпретация ГИС, относительная фазовая проницаемость, адаптация параметров модели, зарезка боковых стволов*

Abstract. Geological and fluid flow models have been created for faulted Upper Devonian terrigenous sediments of Elabuzhskoye oil field. Reservoir simulations have been run to predict oil production performance of Upper Devonian terrigenous reservoirs. Production forecasts have been made for two field development scenarios, depending on current development status of the production zone, with the aim to optimize field development system. Production decline observed over the past fifteen years necessitates drilling of new wells. Thus, the authors of the paper have used the results of reservoir simulation study to come up with a drilling strategy providing for selective placement of new wells. The drilling program implies drilling of 25 production and four injection wells, unplugging of two abandoned wells and sidetracking of two lateral holes.

Key words: *fault, terrigenous reservoir, Bashkirian stage, geological and fluid flow models, interpretation of well logging data, relative permeability, history matching, sidetrack drilling*

Краткая геологическая характеристика месторождения. Геологическая модель

В тектоническом плане месторождение расположено на юго-восточном палеосклоне Северо-Татарского свода в пределах Камского блока и приурочено к Елабужскому валу, который осложняется тремя поднятиями (структуры III порядка): Елабужским, Соболековским и Танайским.

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с терригенными отложениями кыновско-пашийского горизонта $D_{3kn}+D_{3ps}$ (пласт D_0+D_1) и карбонатными отложениями мендымского горизонта D_{3mn} (пласт D_{mn}), башкирского яруса C_{2b} (пласт $C_{2бш}$) и верейского горизонта C_{2vr} (пласт $C_{2вр-3}$) верхнедевонского и среднекаменноугольного возраста.

Всего выявлено 11 залежей нефти: в отложениях кыновско-пашийского горизонта – четыре, мендымского горизонта – одна, башкирского яруса – две, верейского горизонта – четыре.

Во многих скважинах месторождения разделить пласты кыновского и пашийского горизонтов, которые находятся в слиянии, не представляется возможным, также в этих отложениях выделяется единый водонефтяной контакт (ВНК), поэтому они являются одним объектом разработки. Выявлено две залежи: на Елабужском и Соболековском поднятиях.

Терригенные коллекторы отложений пашийского и кыновского горизонтов верхнего девона относятся к высокочемким, высокопроницаемым.

Для построения геологической модели по верхнему девону использовался программный комплекс Irap RMS10 компании ROXAR. Расчет и построение структурных сеток по кровле продуктивных горизонтов выполнялись с помощью технологии построения согласованных сеток (рис. 1).

Елабужское нефтяное месторождение осложнено разломами. При создании геологической модели была выстроена геометрическая модель поверхностей разломов. Исходными данными для построения поверхностей разломов являлись оцифрованные линии разломов со структурной карты кровли продуктивных пластов горизонтов. Далее была построена опорная модель горизонтов, данные поверхности были конвертированы в точки, значения точек отфильтрованы, вблизи поверхностей разломов данные были удалены. Также для построения опорной модели горизонтов использовались значения существующих отбивок по скважинам.

На основе построенной опорной модели горизонтов была создана уже детальная модель пластов пашийского и кыновского горизонтов

месторождения [1, 2].

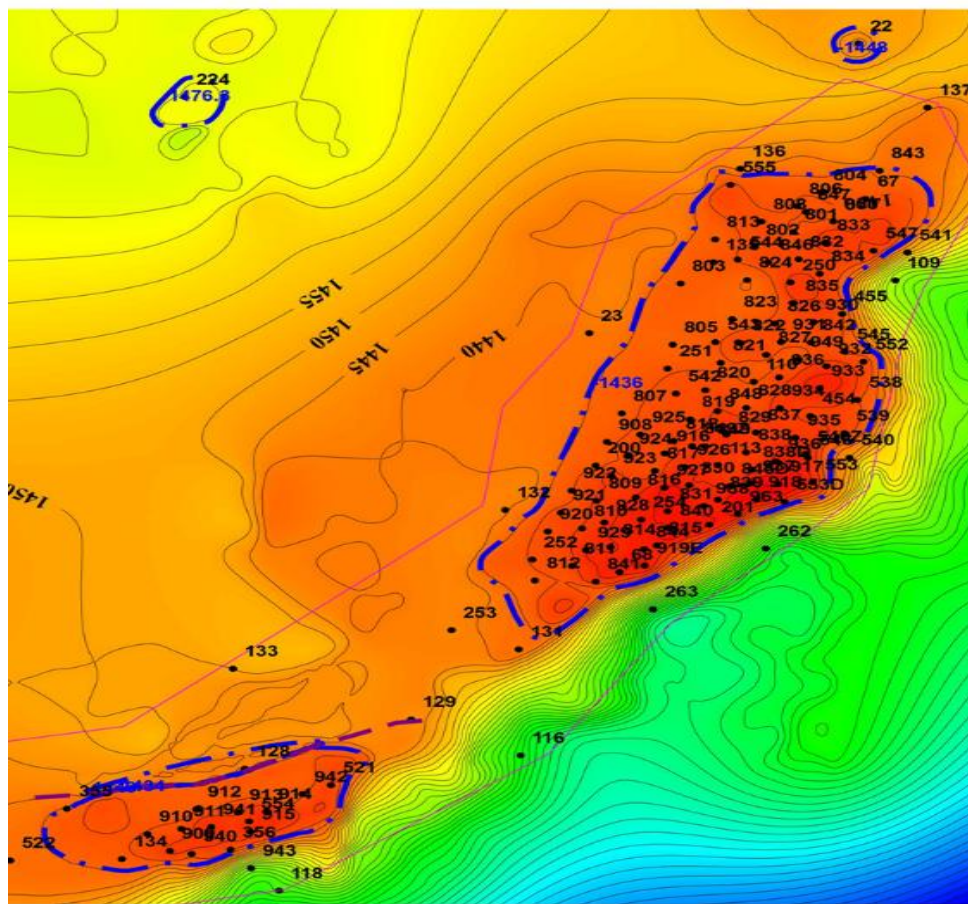


Рис. 1. Структурная карта по кровле продуктивных отложений кыновского и пашийского горизонтов верхнего девона

Состояние разработки

Кыновско-пашийский объект введен в разработку в 1961 г. Система разработки находится в стадии формирования.

По состоянию на 01.01.2018 г. на объекте числится на объекте числится 124 скважин, из них: добывающих – 96 (в т.ч действующих – 65, бездействующих – восемь, ликвидировано – 23), нагнетательных – 22 (все действующие), контрольных – пять (пьезометрические), наблюдательных – одна.

Накопленная добыча нефти по объекту составляет 12516,0 тыс. т, отбор нефти от НИЗ – 92,5 % при обводненности 88,0 %, текущий КИН – 0,538 при утвержденном 0,620. Текущая плотность сетки – 22,3 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти – 485,0 тыс. т (при темпе отбора от НИЗ – 3,5 %, обводнённости продукции – 48,0 %) – был достигнут в 1976 г.

Добыча нефти в 2017 г. составила 208,0 тыс. т, добыча жидкости – 1734,3 тыс. т, закачка воды – 1687,0 тыс. м³. Карта текущего состояния разработки кыновско-пашийского объекта приведена на рис.2.



Рис. 2. Карта текущего состояния разработки кыновско-пашийского объекта

Ежегодный темп падения добычи нефти составляет около 10 %. Вовлеченные запасы нефти составили 14041 тыс. т при утвержденных извлекаемых запасах 14751 тыс. т, что обеспечивает КИН, равный 0,590 доли ед. при утвержденном 0,620 доли ед. Таким образом, сложившаяся система разработки позволит выработать вовлеченные запасы. Анализ показывает, что:

- реализуемая система заводнения характеризуется значительной перекомпенсацией отборов закачкой, что приводит в сочетании с высокой

проницаемостью коллектора к достаточно эффективному вытеснению нефти с краевых зон в центральную;

- стабильный отбор жидкости в начале разработки, а также его постепенное снижение при уменьшении отборов нефти также характеризуют эффективность разработки, согласно характеристикам вытеснения.

Проектирование разработки. Фильтрационная модель

Цифровые фильтрационные модели создавались с использованием пакета программ расчетного комплекса Tempest 7.0 компании Roxar. Расчетная сетка и поля фильтрационных параметров гидродинамических моделей получены с использованием программного комплекса IRAP RMS.

Для обеспечения достоверности прогнозных показателей модели наиболее важно провести качественную адаптацию по истории разработки нефтеносного объекта. В процессе адаптации модели корректировке подвергаются поля распределения проницаемости, направления соотнесенности скважин с пластом, свойства присоединяемых водонапорных горизонтов, кривые относительных фазовых проницаемостей. Сопоставление фактических и расчетных значений накопленной добычи нефти по отложениям кыновско-пашийского горизонта показано на рис. 3. Из рисунка видно, что адаптация параметров модели проведена на качественно высоком уровне.

Рассмотрено два варианта разработки.

Базовый вариант, предусматривающий дальнейшую разработку существующим фондом скважин и сложившейся системой разработки.

Общий фонд скважин – 124 скважин, из них: добывающих – 96 (в т.ч. действующих – 65, бездействующих – восемь, ликвидировано – 23), нагнетательных – 22 (все действующие), контрольных – пять (пьезометрические), наблюдательных – одна.

Накопленная добыча нефти – 14041 тыс. т, жидкости – 78726,2 тыс. т, закачка воды – 72916 тыс. м³, КИН – 0,590 (утвержденный – 0,620), плотность сетки скважин – 22,3 га.

Для оптимизации существующей системы разработки залежей предусматривается бурение 25 добывающих скважин и четырех нагнетательных с избирательной системой размещения, реликвидация двух скважин. Таким образом, предлагаемый вариант обеспечивает увеличение коэффициентов охвата и нефтеизвлечения.

Общий фонд скважин – 151, в том числе добывающих – 94, нагнетательных – 26, ликвидированных – 21, пьезометрических – 7, наблюдательных – 2, дающих техническую воду – 1.

Фонд скважин для бурения – 25 добывающих и 4 нагнетательных.

Зарезка БС – две скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 14751 тыс. т, жидкости – 83363,3 тыс. т, закачка воды – 74434,5 тыс. м³, КИН – 0,620 (утвержденный – 0,620), плотность сетки скважин – 18,0 га.

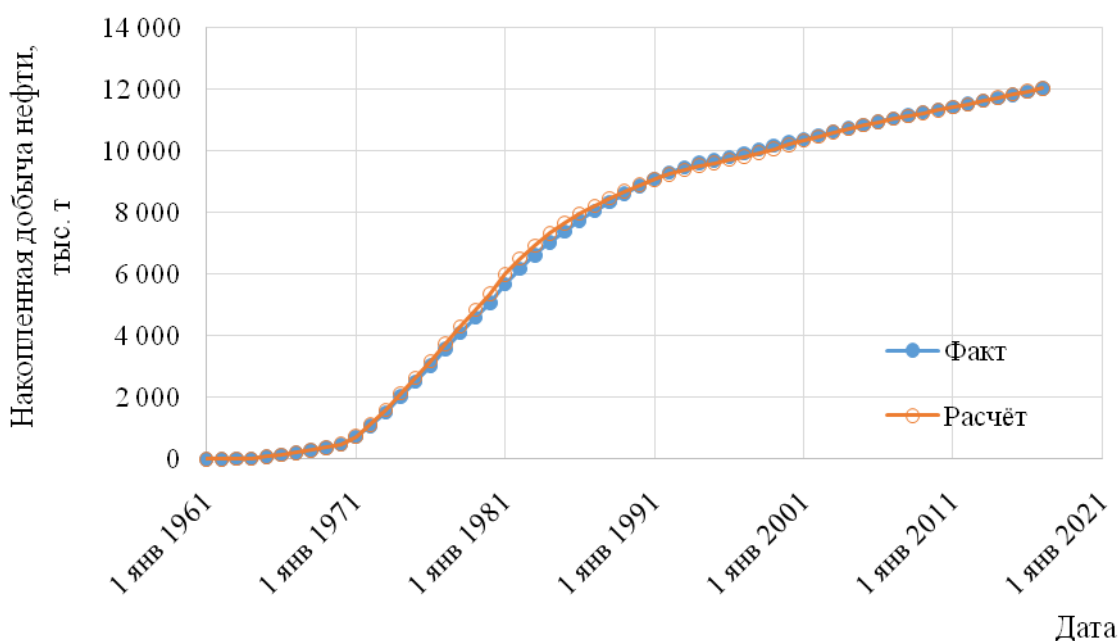


Рис. 3. Сопоставление фактических и расчётных значений накопленной добычи нефти по отложениям кыновско-пашийского объекта

Расчеты проводились до 98 % обводненности в целом по объекту с учетом вывода скважин из эксплуатации. Начальный дебит нефти вертикальных скважин составил 8 т/сут. По рекомендуемому варианту будет добыто 2444 тыс. т нефти за проектный период, конечный КИН составит 0,620 доли ед (утвержденный – 0,620). Удельная накопленная добыча нефти на одну новую скважину – 21–24 тыс. т. Результаты расчетов приведены в таблице.

Таблица

Технико-экономические показатели вариантов разработки

Параметр	Единица измерения	Вариант	
		базовый	рекомендуемый
Вид воздействия		заводнение	
Плотность сетки скважин (приведенная)	га/скв.	22,3	18
Максимальные уровни добычи: нефти	тыс. т	213,7	228,2
Проектный срок разработки	годы	26	40
Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс. т	14041	14751
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,590	0,620
Накопленная закачка с начала разработки: воды	тыс. м ³	72916	74434,5
Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	78726,2	83363,3
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	шт.	122	151
В том числе: добывающих	шт.	67	94
нагнетательных	шт.	22	26
контрольных		10	10
ликвидированных по геологическим причинам	шт.	23	21
Фонд скважин для бурения, всего	шт.		29
В том числе: добывающих	шт.		25
нагнетательных	шт.		4
Зарезка боковых стволов при КРС	шт.		2

Выводы

1. Созданы геологическая и фильтрационная модели терригенных отложений верхнего девона Елабужского нефтяного месторождения, осложненного разломами, проведены гидродинамические расчеты по

определению прогнозных технологических показателей разработки терригенных отложений верхнего девона.

2. Снижение эффективности разработки в последние 15 лет приводит к необходимости бурения новых скважин. В связи с этим в работе авторами предусматривается бурение новых скважин с избирательным размещением скважин. Запроектировано бурение 25 добывающих и четырех нагнетательных скважин, реликвидация двух скважин и зарезка двух боковых стволов

Список литературы

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: Маска, 2009. – 376 с.
2. Практические советы по 3D геологическому моделированию / Б.В. Белозёров, А.В. Буторин, П.Н. Герасименко, Е.В. Журавлёва, Р.З. Фаизов. – СПб. : Газпромнефть НТЦ, 2015. – 354 с.

Сведения об авторах

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Плаксин Евгений Константинович, младший научный сотрудник отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: razrab_pr5@tatnipi.ru

Ивонин Александр Александрович, инженер отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: ivonin_a@tatnipi.ru

Давлетшин Ренат Фатыхович, инженер 1 категории отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: davletshinrf@tatnipi.ru

Александров Георгий Владимирович, младший научный сотрудник отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Назмутдинов Рузаль Шамилевич, инженер 2 категории отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: nazmutdinov@tatnipi.ru

Authors

Nizaev R.Kh., Dr.Sc., Assistant Professor, Leading Research Associate, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Plaksin Ye.K., Junior Research Associate, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: razrab_pr5@tatnipi.ru

Ivonin A.A., Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: ivonin_a@tatnipi.ru

Davletshin R.F., Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: davletshinrf@tatnipi.ru

Aleksandrov G.V., Junior Research Associate, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: razrcmg@tatnipi.ru

Nazmutdinov R.Sh., Engineer, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: nazmutdinov@tatnipi.ru

Низаев Рамиль Хабутдинович
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
тел.: 8 (85594) 4-87-07
E-mail: nizaev@tatnipi.ru