

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ В НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ЗАЛЕЖЕЙ ПЕРМСКО-БАШКИРСКОГО СВОДА

Котенёв А.Ю.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет
e-mail: kotenuyov@mail.ru*

Месторождения Пермско-Башкирского свода характеризуются неравномерной выработкой запасов нефти, которые относятся к категории трудноизвлекаемых. Основную долю составляют залежи, обладающие малой нефтенасыщенной толщиной, низкими значениями коэффициента проницаемости, пористости и высокой вязкостью. Выполненный анализ и сопоставление карт выработки запасов с картами неоднородности позволяет выделить зоны с наибольшими прогнозируемыми коэффициентами нефтеотдачи, что является приоритетным при проектировании разработки месторождений.

Ключевые слова: запасы нефти, проницаемость, пористость, нефтенасыщенность, терригенный коллектор, карбонатные породы

Проектирование, выбор способа и технологии разработки месторождения углеводородов следуют набору определенных правил. Результатом успешной разработки является максимально возможный коэффициент извлечения нефти при удовлетворительных значениях технико-экономических показателей. В условиях «поточности» составления проектных документов разработки месторождений и их общей регламентированности не всегда удается для отдельного месторождения выбрать оптимальный способ разработки, технологию, направленную на увеличение нефтеотдачи пластов, выполнить объективное геологическое, гидродинамическое и геостатистическое моделирование. Причиной этому является недостаточный анализ и неполное изучение геолого-технологической информации.

Нефтяные месторождения центральной и восточной части Урало-Поволжья характеризуются существенными различиями геолого-промысловых условий, степени выработки запасов нефти и эффективности применения методов воздействия. По месторождениям указанного региона получен значительный объем информации по геолого-технологическим условиям их эксплуатации. Месторождения существенно отличаются по геолого-физическим и физико-химическим характеристикам, запасам нефти и газа, существующим способам, методам и технологиям разработки.

Значительные промышленные запасы нефти центральной и северо-восточной части Волго-Уральской провинции расположены в пределах Пермско-Башкирского свода (ПБС). В общем объеме указанного региона, доля начальных геологических и извлекаемых запасов ПБС составляет, соответственно, 16 и 14 % (рис. 1). В пределах границ рассматриваемого структурно-тектонического элемента разрабатывается 81 нефтяное, нефтегазовое и газовое месторождения, в том числе такие крупные, как Кокуйское, Красноярско-Куединское, Павловское, Четырманское, Шагиртско-Гожанское, Югомашевское.



Рисунок 1. Распределение запасов нефти по тектоническим элементам

Пермско-Башкирский свод представляет собой довольно сложное сооружение. По пермским отложениям отчетливо проявляется Башкирское поднятие как единая структура. Оно граничит на востоке с Предуральским прогибом, на западе – с Верхнекамской впадиной, на севере – с Бабкинской впадиной и на юго-западе – с Актаныш-Чишминским прогибом. На юге свод переходит в Благовещенскую впадину. В указанных границах длина его достигает 370 км при ширине от 100 до 160 км. По горизонтам девона и карбона выделяются две вершины: Пермская и Башкирская, разделенные Бабкинским прогибом. Эти вершины регионально нефтегазоносны [1].

Каждому структурному элементу, входящему в состав Пермско-Башкирского свода, присущи некоторые специфические черты стратиграфического и литологического строения осадочного чехла. В последние годы Пермско-Башкир-

ский свод подразделяют на самостоятельные и удаленные друг от друга две структурные формы – Пермский и Башкирский своды. Башкирская вершина характеризуется, прежде всего, почти полным отсутствием в восточной части терригенных коллекторов девона, сокращением мощности вендских и резким увеличением толщин рифейских отложений. В северном и северо-западном направлениях мощности терригенного девона и венда возрастают, а рифея – резко уменьшаются. Так, Бабкинский прогиб характеризуется уже присутствием в разрезе нижнего карбона мощной пачки терригенных пород, толщина которых в южном и северном направлениях резко сокращается.

В пределах Пермской вершины наиболее широко развита визейская нефтеносная толща. В ней выявлены самые продуктивные залежи. На вершине выделяется несколько зон нефтегазонакопления, приуроченных к приподнятым участкам – валам: Краснокамско-Полазненская, Межевская, Каменноложская, Лобановская, Осинская и Пальская. Для месторождений одной нефтегазонасыщенной зоны характерны общие черты тектонического строения структур-ловушек, приуроченность промышленной нефтегазонасыщенности к одним и тем же продуктивным толщам, близкая литолого-фациальная характеристика каждой из этих толщ в пределах всей зоны (вала), а также однотипность коллекторов, нефтей и газов, содержащихся в них.

В пределах Башкирской вершины Пермско-Башкирского свода промышленные залежи нефти и газа установлены в пределах Мазунинского, Веслянского, Куединского, Дубовогорского, Чернушинского, Уинского, Дороховского, Таушского, Калтасинского валов, Чайкинской, Айской, Усть-Айской и Кушкульской зон поднятий, Батырбайского структурного выступа. Эти тектонические структуры осложнены локальными поднятиями, которые контролируют залежи нефти и газа [1].

По данным К.С. Баймухаметова [2] и Р.Г. Галеева [3], освоенность запасов нефти, находящихся в тектонических районах Южно-Татарского, Пермско-Башкирского свода, а также на Бирской седловине и Верхне-Камской впадине, колеблется в пределах 74-94 %, в других тектонических регионах пока освоено менее половины начальных потенциальных ресурсов нефти и газа. По продуктивным толщам Башкортостана степень выработанности от извлекаемых запасов нефти по

терригенному девону, терригенной толще нижнего карбона (ТТНК) и карбонатам нижней перми составляет более 80 %, по остальным нефтегазоносным комплексам колеблется от 23 до 52 %.

Выработанность продуктивных пластов одного стратиграфического подразделения в различных тектонических структурах варьирует в широких пределах. Среди геологических факторов, влияющих на эффективность извлечения нефти – это сложность геологического строения залежей, низкопроницаемые, низкопористые, неоднородные коллекторы, малая нефтенасыщенная толщина, высокая вязкость нефти, обширные водонефтяные зоны.

Крупные месторождения Пермско-Башкирского свода характеризуются неравномерной выработкой запасов нефти. Большинство залежей приурочено к терригенной толще нижнего карбона. Остаточные запасы в таких залежах относятся к категории трудноизвлекаемых и сосредоточены в «ловушках», приуроченных к кровельной части локальных поднятий высокопродуктивных горизонтов и линз. Кроме того, большинство залежей нефти среднего и нижнего карбона имеют обширную водонефтяную зону.

Вопрос о распределении запасов нефти по продуктивным толщам рассматривался неоднократно, в основном это касалось запасов нефти административной приуроченности, т.е. отдельно Республики Башкортостан и Пермского края. В разрезе толщ палеозоя, в пределах Пермско-Башкирского свода, основные геологические и извлекаемые запасы нефти находятся в отложениях верхнего и среднего карбона, 50 % – НГЗ и 57 % – НИЗ и в терригенных нижнего карбона (27 и 24 % соответственно). В продуктивных пластах девона находится около 10 % геологических и извлекаемых запасов нефти (рис. 2).

Анализ структуры запасов нефти Пермско-Башкирского свода показал, что больше половины запасов в терригенных коллекторах – 56 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) отнесены к трудноизвлекаемым (табл. 1). Около 55 % трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) сосредоточено в пластах с нефтенасыщенной толщиной менее 2 м. В низкопроницаемых коллекторах содержится 31 % НИЗ от всех ТрИЗ. Нефти с вязкостью более 30 мПа·с составляют четвертую долю трудноизвлекаемых запасов в группе начальных геологических. Выработанность начальных геологических запасов (НГЗ) и начальных извлекаемых запасов состав-

ляет 50 и 41 % от ТРИЗ соответственно. Трудноизвлекаемые запасы, приуроченные к карбонатным коллекторам, имеют значительную долю (68 % от НГЗ и 72 % от НИЗ) в структуре общих запасов. Практически все ТРИЗ содержится в пластах с толщиной менее 2 м, также значительна доля ТРИЗ в низкопроницаемых коллекторах (46 %). Запасы высоковязких нефтей составляют 12 % от НГЗ и 8 % от НИЗ. Около 48 % ТРИЗ – это запасы объектов, по которым отобрано нефти более 70 % (от НИЗ).

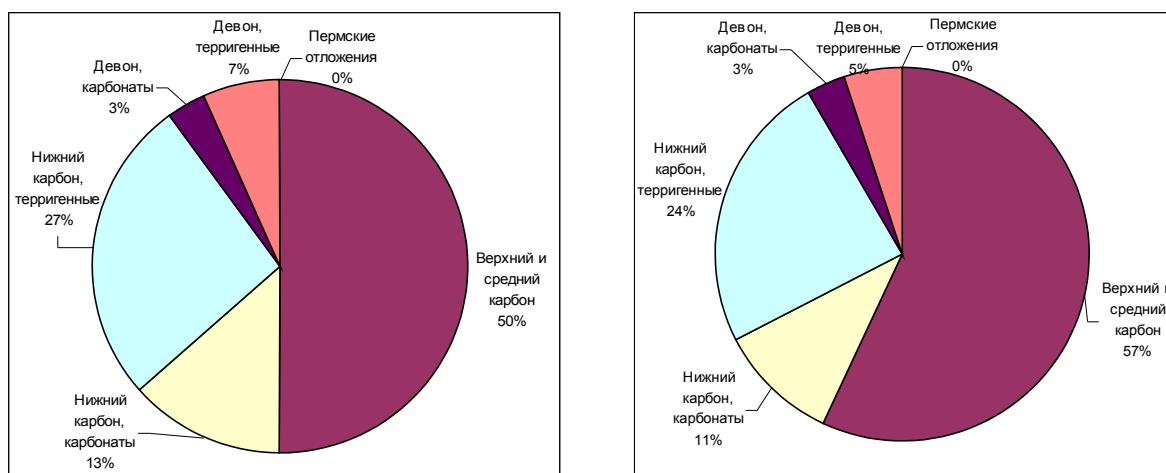


Рисунок 2. Распределение запасов нефти по продуктивным толщам

В пределах Пермско-Башкирского свода встречаются залежи нефти, которые характеризуются нефтенасыщенностью менее 55 %, пористостью менее 8 % и пластовой температурой менее 20 °С.

Таким образом, основную долю трудноизвлекаемых запасов по Пермско-Башкирскому своду составляют залежи, характеризующиеся малой нефтенасыщенной толщиной, низкими значениями коэффициента проницаемости, нефтью высокой вязкости и коэффициентом использования запасов (КИЗ) более 70 %.

Основными продуктивными пластами разработки рассматриваемого объекта-полигона являются залежи нефти башкирского яруса и яснополянского горизонта. Анализ данных, приведенных в табл. 2, показывает, что основные запасы и основная выработка введется из продуктивных пластов яснополянского надгоризонта (Тл2-а, Тл2-б, Бб1, Бб2) башкирского яруса (Бш1, Бш2).

Таблица 1

Структура и степень выработанности запасов
месторождений Пермско-Башкирского свода

Критерии выделения ТрИЗ	Группа запасов	Доля ТрИЗ, %
Продуктивные отложения в терригенных коллекторах		
Всего, %	НГЗ	58
	НИЗ	56
Коллектора с эффективной нефтенасыщенной толщиной < 2 м	НГЗ	41
	НИЗ	55
Коллектора с пористостью < 8 %	НГЗ	0,1
	НИЗ	0,1
Коллектора с проницаемостью < 0,03 мкм ²	НГЗ	23
	НИЗ	31
Коллектора с вязкостью нефти > 30 мПа·с	НГЗ	25
	НИЗ	12
Коллектора с температурой < 20 °С	НГЗ	3
	НИЗ	2
Коллектора с КИЗ > 70 %	НГЗ	50
	НИЗ	41
Продуктивные отложения в карбонатных коллекторах		
Всего, %	НГЗ	68
	НИЗ	72
Коллектора с эффективной нефтенасыщенной толщиной < 4 м	НГЗ	91
	НИЗ	99
Коллектора с пористостью < 8 %	НГЗ	5
	НИЗ	2
Коллектора с коэффициентом нефтенасыщенности < 55 %	НГЗ	6
	НИЗ	3
Коллектора с проницаемостью < 0,03 мкм ²	НГЗ	46
	НИЗ	46
Коллектора с вязкостью нефти > 30 мПа·с	НГЗ	12
	НИЗ	8
Коллектора с температурой < 20 °С	НГЗ	15
	НИЗ	9
Коллектора с КИЗ > 70 %	НГЗ	36
	НИЗ	48

Таблица 2
Геолого-технологические показатели разработки объекта-полигона

Показатели	КВ1+В3В4	БШ	ЯСН	Т	Д1	В целом
Темп отбора от НИЗ, %	0,4	0,83	0,7	0,2	0,05	0,68
Обводнённость, %	31,2	60,9	88,5	61,6	25,3	78,7
Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях:	13	153	41	8,4	-	67
накопленная, %	2,3	161	135	221	-	131
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины:	4,7	2,7	4,3	1,2	0,9	3,1
по жидкости, т/сут	6,4	6,9	37,0	3,2	1,2	14,7
Среднесуточная приёмистость нагнетательной скважины, м ³ /сут	67,7	103	117,1	31,1	-	107
Отбор нефти от балансовых запасов	2,1	16,5	18,4	8,4	1,8	14,0
	10,3	52,4	58,4	28,1	7,2	47,6

Выполненный анализ выработки запасов нефти из пластов башкирского яруса по отдельным площадям показал, что на северной площади активно вырабатываются зоны, где сформирована система разработки. В среднем по площади выработка геологических запасов составила 22 %, значения текущих коэффициентов извлечения нефти по скважинам изменяются от 0,02 до 70 %. На участках залежей с активной системой поддержания пластового давления и высокими отборами нефти, возрастает степень обводнения продукции скважин. В среднем по площади обводненность составила 62 % и колеблется от 0 до 98 %.

В целом же с увеличением степени выработки запасов увеличивается и обводненность, однако, явно отмечается группа скважин с низкой выработкой и высокой обводненностью. Данная категория скважин находится в зонах влияния нагнетательных скважин. Выработка геологических запасов нефти центральной площади в среднем по скважинам достигла 19,7 %. Наиболее высокие значения текущих КИН отмечаются в зонах, наиболее полно охваченных воздействием закачки с благоприятными коллекторскими характеристиками с высокими начальными геоло-

гическими запасами. Значения текущего КИН здесь достигают 40- 83%. По южной площади отобрано 9,5 % от начальных балансовых запасов площади.

Большая часть фонда скважин характеризуется выработкой от 5 до 15 % с обводненностью продукции скважин до 40 %. Ряд скважин водонефтяных зон характеризуется выработкой геологических запасов до 15 % и высокой обводненностью продукции скважин – от 80 до 100 %. В целом по площади отмечается тенденция преждевременного роста обводненности при слабой выработке, особенно в обширных водонефтяных зонах и участках с нагнетательными скважинами с высокой послонной неоднородностью. Наиболее высокая выработка запасов отмечается в северо-западной части площади, в зонах с высокой долей нефтенасыщенной толщины.

Максимальное значение текущего коэффициента извлечения нефти по продуктивным пластам яснополянского надгоризонта северной площади достигает 75 % и в среднем по скважинам составляет 24 %, в целом же по площади начальные геологические запасы выработаны на 19,8 %, а текущая обводненность по площади достигла 84 %. Текущий коэффициент извлечения нефти по центральной площади достиг 12,6 %. Значения текущих КИН по скважинам (в т.ч. ликвидированным) меняются от 0,03 до 78 %. По южной площади отобрано 9,1 % геологических запасов. Значения текущих коэффициентов извлечения нефти по скважинам изменяются от 0,09 до 63 % и в среднем составляют 21 %. При этом, с увеличением выработки возрастает обводненность продукции скважин, по большей части действующего фонда она превышает 40 %.

Геолого-промысловый анализ выработки отдельных месторождений рассматриваемой тектонической структуры, включающий совместный анализ карт остаточных запасов, обводненности, нефтенасыщенных толщин, распространения продуктивных пластов, свойств коллекторов позволил выявить следующие особенности эксплуатации месторождений:

— по залежам в карбонатных коллекторах башкирского яруса отмечается активный рост обводненности продукции, особенно в скважинах находящихся в обширных водонефтяных зонах (ВНЗ) и зонах, прилегающих к фронту нагнетания с высокой послонной неоднородностью. Эффективно вырабатываются разбуренные

участки залежи с благоприятными коллекторскими свойствами и высокими начальными геологическими запасами нефти;

— ввиду значительной изменчивости геолого-физических характеристик пластов терригенной толщи нижнего карбона, выработка запасов нефти по площади и разрезу неравномерная. Эффективной выработкой характеризуется бобриковский горизонт: пласты Бб₁ и Бб₂. По всем пластам бобриковского и тульского горизонтов слабо вырабатываются запасы в ВНЗ. Высокая вариация геолого-физических характеристик продуктивных пластов повлияла на продуктивность отдельных участков залежи, что предопределило наличие зон с существенными остаточными запасами;

— залежи турнейского яруса характеризуются слабой выработкой. Высокие значения текущих коэффициентов извлечения нефти по скважинам наблюдаются в хорошо дренируемых зонах с высоким значением проницаемости, пористости и удельных геологических запасов [4,5].

Таким образом, детальный геолого-технологический анализ позволил определить, что существенное влияние на эффективность и «равномерность» выработки запасов оказывает площадная и послойная неоднородность. В сложившейся ситуации при проектировании разработки особое внимание следует уделить качественному и количественному влиянию неоднородности на эффективность добычи углеводородов.

Известно, что сложность геологического строения месторождения часто характеризуется неблагоприятными коллекторами, а именно: низкопроницаемыми, низкопористыми, прерывистыми, сильно расчлененными пластами, пластами с малой нефтенасыщенной толщиной и низкой нефтенасыщенностью, пластами с двойной пористостью и проницаемостью. Все перечисленные параметры в большей или меньшей степени оказывают влияние на степень выработки запасов нефти. Для выявления и определения влияния коллекторских свойств пласта на степень выработки запасов нефти по яснополянскому надгоризонту построены геолого-статистические модели влияния параметров неоднородности на степень выработки запасов, карты накопленных отборов нефти, обводненности, карты распределения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и расчлененности.

С целью количественной и качественной оценки влияния параметров неоднородности проведено геолого-статистическое моделирование, которое заключалось в построении регрессионных моделей и их анализе. В качестве параметров неоднородности продуктивных пластов, оказывающих влияние на эффективность разработки, были использованы: коэффициент расчлененности и вариации нефтенасыщенной мощности, проницаемости, пористости, нефтенасыщенности. В качестве зависимого параметра выбирались значения дисперсии и вариации накопленных отборов нефти, дебитов нефти, дебитов воды и обводненности

Выполненный анализ и сопоставление карт выработки запасов с картами неоднородности, а также геолого-статистическое моделирование для геолого-физических условий крупного месторождения Пермско-Башкирского свода, позволили достоверно определить параметры неоднородности, которые оказывают наибольшее влияние на степень выработки запасов, а именно: вариации проницаемости и пористости.

Используя данный подход представляется возможным прогнозировать какие именно параметры неоднородности влияют на степень выработки запасов, а также выделять зоны с наибольшими прогнозируемыми коэффициентами нефтеотдачи, что на наш взгляд является приоритетным при проектировании разработки месторождений и что непосредственно должно быть учтено при гидродинамическом моделировании.

Литература

1. Максимов С.П., Киров В.А. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1970. 804 с.
2. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 304 с.
3. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. М.: КУБК, 1997. 352с.

4. Султанов Ш.Х., Котенёв А.Ю., Варламов Д.И. Состояние выработки запасов нефти крупных многопластовых месторождений в условиях сложного геологического строения // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа: тр. / Уфа: ЦХИМН АН РБ, 2008. Вып. 5. С. 109–113.

5. Котенёв А.Ю. Геолого-технологические особенности применения циклического воздействия на средних и мелких залежах нефти // Проблемы ресурсо- и энергосбережения в технологиях освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов: науч. труды VIII Конгресса нефтегазопромышленников России. Уфа: Монография, 2009. С. 335-339.