

УДК 622.276.43

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО КОЛЛЕКТОРА НЕФТЕГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Чусовитин, А.С. Тимчук¹, С.И. Грачев²

ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (625000, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1)

¹Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики (625000, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 48)

²Тюменский индустриальный университет (625000, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 47)

STUDY OF GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL MODEL OF COMPLEX RESERVOIRS OF SAMOTLOR FIELD OIL AND GAS DEPOSITS

A.A. Chusovitin, A.S. Timchuk¹, S.I. Grachev²

Tyumen Petroleum Research Center LLC (79/1 Osipenko str., Tyumen, 625000, Russian Federation)

¹West-Siberian Research Institute of Geology and Geophysics (48 Respubliki str., Tyumen, 625000, Russian Federation)

²Tyumen Industrial University (47 Respubliki str., Tyumen, 625000, Russian Federation)

Получена / Received: 07.07.2016. Принята / Accepted: 12.09.2016. Опубликовано / Published: 30.09.2016

Ключевые слова:

заводнение, безгазовые дебиты нефти, нефтегазовая залежь, разработка запасов, модель исследуемого объекта, распределение свойств продуктивных пластов, петрофизические исследования, барьер на границе фазовых контактов, сложнопостроенный коллектор, фациальный анализ, текстура коллектора.

Key words:

waterflooding, gasless oil flow rates, oil and gas deposits, reserves development, investigated object's model, distribution of productive strata properties, petrophysical studies, barrier at the phase contact border, complex reservoirs, facies analysis, collector texture.

Достижение проектных показателей разработки сложнопостроенных коллекторов путем комплексного управления выработкой запасов нефти и газа требует применения моделей, адекватно отражающих геологическое строение среды, определяющей направление фильтрационных потоков при заводнении. Их достоверность повышается на основе анализа литолого-фациальных особенностей формирования продуктивной части разреза и вмещающих отложений, прогноза особенностей коллектора в межскважинном пространстве.

Известно, что неоднородность на макроуровне (песчаность, расчлененность) играет определяющую роль в формировании преимущественных направлений фильтрационных потоков пластовых флюидов. Микронеоднородность (анизотропия, латеральная изменчивость проницаемости) оказывает влияние на характер массообменных процессов, показатели вытеснения целевого флюида и изменение фазовых проницаемостей.

При анализе продуктивного разреза пласта АВ₁¹⁻², являющегося наиболее литологически изменчивым на Самотлорском месторождении, особое внимание уделялось текстурным особенностям (монолитности и расчлененности) коллекторов. В результате коллекторы пласта были классифицированы на три основных класса: с массивной текстурой, с тонкослойной текстурой, со смешанной текстурой.

В результате детальных исследований особенностей геолого-физической характеристики строения и с учетом результатов фациального анализа для каждого из пластов были сформированы критерии отнесения к определенному типу.

Установлено, что продуктивные пласты группы АВ характеризуются весьма сложной фациальной обстановкой их формирования, которое происходило преимущественно в прибрежно-морских условиях, в зонах полузамкнутых морских заливов и лагун, дельтовых выносах палеорек. Это отразилось как на характере распределения отложений различных типов, так и на их строении и обусловило существенную неоднородность коллекторских свойств пород-коллекторов продуктивных пластов. Результаты исследований позволили выделить в пределах рассматриваемых пластов зоны с различной фациальной принадлежностью.

Установлено, что наибольшей эффективностью барьерное заводнение обладает в районе авандельты. Объяснен характер влияния фациальной принадлежности участка пласта на эффективность барьерного заводнения, связанный с особенностями распределения пропластков с различной проницаемостью и степенью расчлененности коллектора.

Разработаны рекомендации по оптимизации технологии барьерного заводнения в зависимости от фациальной характеристики участка.

The achievement of project indicators of complex reservoirs' development through integrated management of oil and gas reserves' recovery requires the use of models that adequately reflect the geological structure of the medium, which determines the filtration flows direction during waterflooding. Their reliability increases based on the analysis of lithofacies features of productive part of the cut and enclosing sediments formation, reservoir features prediction in the inter-well space.

It is known that the heterogeneity of macro level (sand content, segmentation) plays a crucial role in the formation of primary directions of reservoir fluid's filtration flows. Microinhomogeneity (anisotropy, lateral variability in the permeability) has an impact on the nature of mass transfer processes, the target fluid's displacement indicators and the phase permeability changing.

Analyzing the the productive section of the АВ₁¹⁻² reservoir, which is the most lithologically volatile in the Samotlor field, a special attention was given to textural characteristics (monolithicity and segmentation) of collectors. As a result, based on the ratio of two basic parameters Hef и σ_{ps} , formation reservoirs were classified into three main classes: with massive texture, with thin-layered structure and with mixed texture.

As a result of detailed studies of the geological and physical characteristic's features of structure and, taking into account the results of facies analysis for each of layers, criteria referring to a particular type were formed.

It was found that the productive strata of the group АВ are characterized by a very complex facies formation environment, which occurred mainly in the coastal-marine conditions, in the areas of semi-enclosed sea gulfs and lagoons, deltaic subtraction of paleorivers. This affected both the nature of the various deposits types' distribution and their structure, and resulted in a significant heterogeneity of reservoir properties. The research results allowed to allocate within the considered layers zones with different facies.

It was found that the most effective barrier waterflooding is in the avandelta area. The influence of reservoir facies affiliation on the effectiveness of the barrier flooding associated with distribution characteristics of interlayers with different permeability and of reservoir segmentation degree was explained.

The recommendations for optimizing the barrier waterflooding techniques depending on the facial characteristics of the area were developed.

Чусовитин Александр Александрович – заместитель генерального директора (тел.: +007 345 255 00 55, e-mail: tnc@tnk-bp.com).

Тимчук Александр Станиславович – заместитель генерального директора (тел.: +007 345 246 16 15, e-mail: office@zsnigg.ru).

Грачев Сергей Иванович – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 345 228 30 27, e-mail: grachevsi@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

Aleksandr A. Chusovitin – Deputy director general (tel.: +007 345 255 00 55, e-mail: tnc@tnk-bp.com).

Aleksandr S. Timchuk – Deputy director general (tel.: +007 345 246 16 15, e-mail: office@zsnigg.ru).

Sergei I. Grachev – Doctor of Technical Sciences, professor, Head of the Department of Oil and Gas Field Development and Exploitation (tel.: +7 345 228 30 27, e-mail: grachevsi@mail.ru). The contact person for correspondence.

Введение

Выбор технологии разработки нефтегазовых месторождений сложного геологического строения определяется условиями совместного залегания в пласте нефти и газа, отсутствием непроницаемых разделов на уровне газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов. С целью предупреждения расформирования единой газогидродинамической системы залежей применяются технологии ограничения изменения положения фазовых контактов пластовых флюидов. Например, барьерное заводнение, основное назначение – которого разобщение запасов газа и нефти и их самостоятельная разработка, предотвращение прорывов газа к забоям добывающих скважин, увеличение безгазовых дебитов нефти, а также сохранение пластового давления в газовой шапке, сокращение объемов внедрения нефти в газовую шапку. В этой связи в соответствии с комплексной схемой разработки Самотлорского месторождения сформированы барьерные ряды нагнетательных скважин по пластам АВ₁₋₃ и АВ₂₋₃, образующим единую гидродинамически связанную и уникальную по своим размерам залежь нефти и газа с общими ГНК и ВНК. Однако из-за низкой степени корреляции показателей технологии с геолого-физической характеристикой объекта разработки произошло частичное расформирование запасов нефти.

На Лянторском месторождении чисто нефтяные зоны отсутствуют, к водонефтяной зоне приурочено 12 %, к водонефтегазовой – 88 % запасов нефти. Реализована площадная 9-точечная обращенная система заводнения. В нагнетательных скважинах, помимо нефтенасыщенных прослоев, вскрыт также газонасыщенный для создания площадного барьера заводнения и водной оторочки на ГНК. Проведенный А.В. Макаровым [1] анализ показал существенные различия в выработке запасов по участкам с различным геологическим строением, выявил сравнительно низкие охваты продуктивных пластов АС₉₋₁₁ воздействием, неравномерную выработку запасов и перетоки воды сверху из первоначально газонасыщенных интервалов.

Рассмотренные месторождения находятся в основном периоде разработки (IV стадия), когда к нерешенным ранее проблемам добавляются недостатки внутриконтурного заводнения и неудовлетворительная реализация запроектированных систем разработки. Как считает Р.Х. Муслимов [2], на этой стадии основное

внимание должно быть уделено детализации геологического строения объектов разработки, дифференцированному описанию пласта. В работах Н.Н. Лисовского и Р.Г. Шагиева [3] отмечается, что это возможно только на основе современной мультидисциплинарной базы, содержащей сведения о свойствах и параметрах продуктивных пластов. Необходимо объяснение физической сущности эксплуатируемого объекта – его модели, которая не противоречит данным различных исследований.

Таким образом, рациональная выработка запасов нефти нефтегазовых месторождений Западной Сибири (превышают 5 млрд т) возможна путем повышения адресности геолого-технологических мероприятий за счет уточнения свойств продуктивных пластов. Актуальной становится задача обоснования выбора оптимальных систем разработки на основе детального геологического изучения объектов с использованием специальных петрофизических исследований и вычислительных экспериментов на геолого-фильтрационных моделях.

Прикладные задачи рациональной выработки запасов углеводородного сырья многофазных залежей решали М.Т. Абасов, А.В. Афанасьев, Ю.Е. Батулин, В.Г. Григулецкий, С.Н. Закиров, И.С. Закиров, Б.А. Никитин, А.Н. Лапердин, М.Н. Николаевский, Н.Я. Медведев, И.Р. Мукминов, А.Н. Шандрыгин и другие отечественные ученые. В результате их исследований установлено, что эффективность применения систем разработки многофазных залежей зависит от геолого-физической характеристики строения объекта разработки. Поэтому необходима адаптация апробированных на других месторождениях технологий к выявленным особенностям геологического строения осваиваемой залежи, например, в результате фациального анализа. Следует обеспечить достоверные данные по корреляции показателей эффективности систем разработки, дифференцированному выбору технологии для сложных геолого-физических условий различных нефтегазовых залежей. Большое внимание уделено гидродинамическому обоснованию расположения скважин с горизонтальным окончанием, их профилей и технологических режимов работы. Отмечается проблема создания на уровне ГНК барьеров, препятствующих прорывам газа из газовой шапки к горизонтальным участкам добывающих скважин, дренирующих нефтенасыщенную часть пласта, что в условиях некоторых объектов повысит эффективность системы разработки и выработку запасов нефти.

Однако, несмотря на значительное количество выполненных научных исследований в этой области, в настоящее время недостаточно решены задачи обоснования применения и повышения эффективности различных технологий заводнения. В открытых источниках слабо отражены результаты исследований, направленные на анализ влияния геологических особенностей и способов эксплуатации скважин на формирование барьеров на границе фазовых контактов.

Достижение проектных показателей разработки сложностроенных коллекторов путем комплексного управления выработкой запасов нефти и газа требует применения моделей, адекватно отражающих геологическое строение среды, определяющей направление фильтрационных потоков при заводнении. Их достоверность повышается на основе анализа литолого-фациальных особенностей формирования продуктивной части разреза и вмещающих отложений, прогноза особенностей коллектора в межскважинном пространстве.

Исследования причин снижения эффективности разработки пластов АВ₁₋₅ Самотлорского месторождения

Выполнен анализ состояния разработки двух участков (участок 1 расположен в юго-восточной части месторождения, участок 2 – в северо-

западной), имеющих различные схемы заводнения, но близкое геологическое строение. Сопоставление геолого-физических параметров по участкам приведено в работе [4], представлено в табл. 1, характеристика реализованных систем разработки – в табл. 2.

Таблица 1
Сопоставление геолого-физических параметров участков 1 и 2

Параметр пласта	Пласт		
	АВ ₁₋₂	АВ ₁	АВ ₃₋₃
Проницаемость, 10 ³ мкм ²	25/4	99/137	344/190
Расчлененность	6/6	2/2	6/9
Пористость	0,231/0,190	0,255/0,260	0,270/0,209
Коэффициент песчаности	0,66/0,69	0,61/0,69	0,42/0,52
Эффективная толщина, м:			
газонасыщенная	18/18	7/5	8/8
нефтенасыщенная	0/0	1/2	14/13
Коэффициент:			
газонасыщенности	0,440/0,545	0,563/0,744	0,647/0,737
нефтенасыщенности	0/0	0,626/0,326	0,700/0,643

На участке 2 сформирована мощная блочно-замкнутая система воздействия для ограничения прорывов газа, внедрения нефти в газонасыщенные интервалы. Большие объемы закачки в скважины внешнего барьерного ряда, на 70 % вскрывшие нефтенасыщенные толщины пласта АВ₂₋₃, а также неравномерный

Таблица 2

Основные показатели разработки

Показатель	Участок 1	Участок 2	
Плотность сетки скважин, га/скв.	11,3	12,5	
Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин	1:1	3:1	
Степень вскрытия нефтенасыщенной толщины, % в скважинах:			
	добывающих	51	60
нагнетательных	70	80	
Степень вскрытия газонасыщенной толщины, % в скважинах:			
	добывающих	70	49
нагнетательных	90	60	
Начальные извлекаемые запасы (НИЗ) нефти, млн	10,4	16,4	
Коэффициент извлечения нефти (КИН):			
	утвержденный	0,480	0,480
	текущий	0,360	0,430
прогнозный	0,451	0,482	
Отбор нефти на одну скважину, тыс. т	47	68	
Начальные геологические запасы (НГЗ) природного газа, млрд м ³	8,5	20,6	
Отбор, % НГЗ	47	27	
Отбор природного газа, тыс. м ³ /т нефти	558	415	
Средний (приведенный) дебет, т/сут:			
	нефти	25,5	23,8
жидкости	220,5	132,4	
Отношение начального пластового давления к текущему*	164/184	164/164	
Компенсация накопления, %	167	110	
Накопленный водонефтяной фактор (ВНФ)	8	5	
Внедрение нефти (по импульсному нейтрон-нейтронному каротажу), год	1981	1989	
Замещенный объем в газовой шапке, %	63	41	

Примечание: * – через косую черту указаны значения двух пластов.

отбор газа из газовых скважин нарушили баланс давлений между нефтяной и газовой частями залежи, что привело к вытеснению нефти и воды в газовую часть. Замещение газа водой и нефтью в неперфорированных пластах АВ₁³ и АВ₁¹⁻² наблюдалось уже в начальный период заводнения. Данный факт в большей степени отмечен в районах, прилегающих к скважинам барьерных рядов.

На участке 2 одновременно с барьерными рядами сформирована площадная система заводнения, усиленная очаговыми нагнетательными скважинами. При ней достигнуто значительное превышение темпов отбора нефти по отношению к темпам отбора газа. Перекомпенсация отборов закачкой увеличила обводненность добывающих скважин, обусловила внедрение нефти и воды в газовую шапку. Продвижение нефти по газонасыщенной части вышележащих пластов выявлено методами ГИС на 8 лет позже по сравнению с пластами участка 1. Основные зоны внедрения воды и нефти находятся в районах, прилегающих к скважинам внутреннего барьерного ряда при отсутствии выдержанного глинистого раздела на ГНК.

Разработка нефтяной части обоих участков сопровождалась отборами газа из газовой шапки и закачанной воды, причем газовый фактор в начальной стадии разработки участка 1, равный 700–400 м³/т, в 1,5–2,0 раза превышал этот показатель, полученный в тот же период разработки по участку 2.

Накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) по участку 1 выше, чем по участку 2 (см. табл. 2). При близких геологических характеристиках реализованная система разработки участка 2, сбалансированные режимы работы добывающих и нагнетательных скважин обеспечили более эффективную выработку. Замещенный нефтью и водой объем первоначально газонасыщенных толщин по комплексной оценке составил 41 % по участку 2 и 63 % по участку 1. Сопоставление результатов разработки значительной подгазовой зоны по участкам Самотлорского месторождения с различными схемами заводнения показало, что реализация блочной системы разработки с организацией очагово-избирательного заводнения более эффективна, обеспечивает относительно высокие темпы отбора нефти при снижении объемов прорывов газа.

Для всех объектов разработки в различной степени реализованы системы разработки.

На объекте АВ₁¹⁻² – площадная семиточечная обращенная система с двумя сформированными барьерными рядами в районе авандельты. На остальной территории «рябчика» сформирован внешний барьерный ряд. На объекте АВ₁³ в газонефтяной части залежи, вблизи внутреннего ГНК, реализована кольцевая система заводнения. На объекте АВ₂₋₃ в газонефтяной зоне реализована кольцевая система заводнения, состоящая из внешнего и внутреннего барьерных рядов. На отдельных участках ГНЗ – площадная семиточечная система. На газонефтяной зоне пласта АВ₄₋₅ реализована блочная система заводнения.

В целом по пластам группы АВ₁₋₅ сформированы три кольцевые системы: на внутреннем ГНК – АВ₁³, внутреннем и внешнем ГНК – АВ₂₋₃. Ширина зон между кольцами изменяется от 1,3 до 6,5 км.

В газовой и газонефтяной зонах пласта АВ₂₋₃ построено 185 скважин (внешний ряд – 115, внутренний – 70). Обширная подгазовая зона позволила реализовать площадную систему воздействия с формированием отдельных блоков разработки, что обеспечило достаточно эффективное вытеснение нефти. Полученные при этом темпы отбора нефти подгазовой зоны в основной период разработки превышали темпы отбора прорывного газа газовой шапки.

После 2003 г. отмечается выбытие скважин из системы барьерного заводнения, текущая компенсация стабилизируется на уровне 90–100 %, обводненность добывающих скважин по-прежнему остается высокой. В настоящее время по пласту отбор газа газовой шапки составляет около 70 %, продолжается совместный отбор нефти и газа фондом нефтяных скважин. Барьерные ряды пласта в большей степени расформированы, выполняется оптимизация площадных систем воздействия, направленная на вытеснение остаточных запасов нефти подгазовой зоны. Разработка ведется при высокой обводненности продукции, газовый фактор в зависимости от распределения текущей структуры запасов по площади залежи составляет 150–420 м³/т. В настоящее время в результате реализации системы разработки с применением барьерного заводнения на основном высокопродуктивном пласте АВ₂₋₃ около 80 % газонасыщенной толщины замещено водой и нефтью. Текущая структура запасов обусловлена в первую очередь неравномерным отбором газа и заводнением пласта.

Тем не менее организация барьерного заводнения совместно с мощной площадной системой позволила повысить эффективность разработки газонефтяной зоны пласта. Отбор нефти подгазовой зоны пласта при этом составил 72 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

По пласту АВ₁₋₃, где барьерный ряд сформирован 137 скважинами, расположенными по периметру между внешним и внутренним контурами газоносности, узкая подгазовая зона (от 3,5 до 0,6 км) не позволила создать эффективную площадную систему воздействия, как по пласту АВ₂₋₃. Из всех 268 скважин пласта, участвовавших в добыче газа газовой шапки, только в 40 (15 %) осуществлялся исключительно отбор газа (с целью газлифта), в остальных 228 скважинах проводился совместный отбор жидких флюидов и газа.

Газовый фактор нефтяных добывающих скважин в основной период разработки оставался высоким (1800–3500 м³/т), что свидетельствует о наличии на ряде участков со сложным геологическим строением постоянных перетоков газа газовой шапки в нефтенасыщенную часть пласта, несмотря на увеличивающийся объем закачки воды в барьерные скважины. Темпы отбора прорывного газа за историю разработки были высокими. Текущий отбор газа газовой шапки составил 63 % НИЗ, нефти – 54 % НИЗ. При реализации барьерного заводнения на пласте АВ₁₋₃ соотношение добывающих и нагнетательных скважин стало 1:2, что привело к существенной перекомпенсации, отгеснению газа, внедрению нефти и воды в газовую шапку, замещению 74 % газонасыщенной толщины. В настоящее время структура запасов газа пласта определяется в первую очередь заводнением, а также активной разработкой нижнего продуктивного пласта АВ₂₋₃, межпластовыми перетоками воды и нефти.

В этой связи целесообразно провести исследование выработки запасов нефти из коллекторов с глинистыми прослоями при разработке пласта вертикальными скважинами. Для этого использована гидродинамическая модель [5]. Примем, что на входе в модель (нагнетательная скважина) заданы давление, $1,5p_0$ и водонасыщенность $S_w = 1$. На выходе из модели (добывающая скважина) – давление $0,5p_0$, где p_0 – начальное пластовое давление. Все остальные условия и параметры задачи совпадают с условиями, рассмотренными в

работе И.И. Владимирова, Е.В. Задорожного [6]. Зависимость проницаемости глинистых пропластков от содержания закачиваемой воды в коллекторе носит экспоненциальный характер $f(S_s) = \exp(-d \cdot (S - S_0))$, где d – параметр, характеризующий интенсивность снижения проницаемости коллектора; S и S_0 – текущее и начальное значения водонасыщенности коллектора.

На рис. 1, а–в представлена динамика полей давления и водонасыщенности для вариантов с разными значениями показателя снижения проницаемости глинистых пропластков: вариант 1 – $d = 0,0$; вариант 2 – $d = 10,0$; вариант 3 – $d = 20,0$.

Очевидно, что закачка воды в варианте 1 ($d = 0$), где изменения проницаемости коллектора пласта не происходит, приводит к фронтальному вытеснению нефти водой, что хорошо согласуется с общепринятыми представлениями о вытеснении нефти из однородного коллектора.

Изменение проницаемости глинистых слоев при заводнении пресной водой существенно изменяет фронт вытеснения. В связи с избирательным снижением проницаемости остаточные запасы нефти сосредоточены в глинистых прослоях. Чем выше параметр d , тем больше неизвлеченной нефти остается в этих прослоях (см. рис. 1, б, в).

Известны работы [7, 8] по исследованию влияния горизонтальных (ГС) и вертикальных скважин (ВС) на характер заводнения слоистого пласта с глинистыми слоями. Результаты применения ГС и ВС при выработке запасов неоднозначны.

Сравнивая коэффициент извлечения нефти при разработке залежи ГС или ВС на простой 2D-модели, можно лишь говорить о характере заводнения или выработки запасов нефти по разрезу пласта. Если снижения проницаемости глинистых слоев не происходит, то конечный КИН при исследовании 2D-модели пласта незначительно зависит от типа применяемой скважины и размещения ствола ГС в толще пласта. При увеличении параметра d эффективность заводнения по разрезу пласта существенно снижается для вертикальной скважины и в меньшей степени – для горизонтальных скважин. Наибольшей эффективностью при этом обладает вариант размещения ствола нагнетательной ГС возле подошвы пласта (вариант 1 работы [7]). Однако при дальнейшем увеличении параметра d

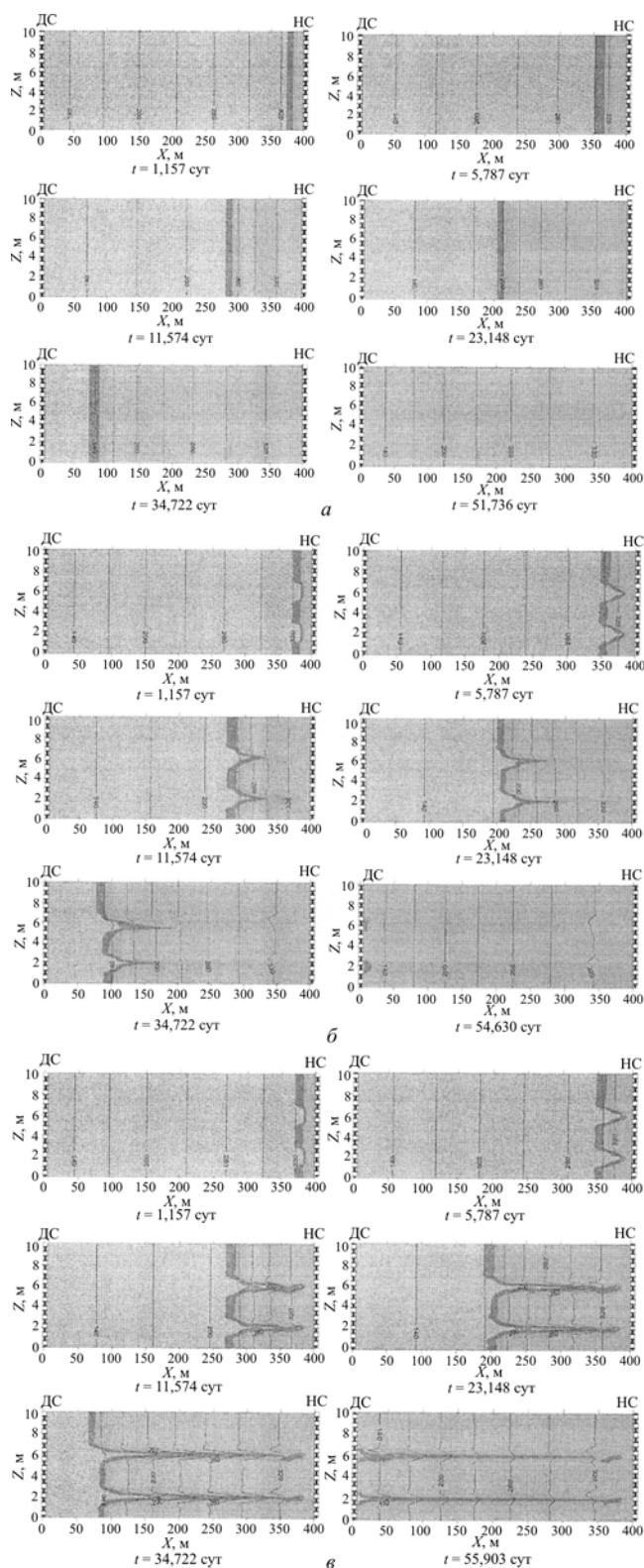


Рис. 1. Динамика полей давления (изолинии) и водонасыщенности (цвет) для однородного пласта с глинистыми прослоями при разработке вертикальными скважинами: а – $d = 0,0$; б – $d = 20,0$; в – $d = 10,0$. Z , м – глубина; X , м – ширина; t – время после начала работы скважины; ДС – добычная скважина, НС – нагнетательная скважина

происходит отсечение части запасов нефти из-за снижения проницаемости глинистых пропластков и нарушения гидродинамической связи между нефтенасыщенными слоями. При этом эффективность применения ГС резко падает и более эффективным становится применение ВС, с помощью которых возможно извлечение нефти из всех песчаных прослоев, изолированных друг от друга ставшими непроницаемыми глинистыми слоями.

Е.В. Задорожный [9] совершенствование технологий выработки остаточных запасов нефти из послойно-неоднородных глинизированных коллекторов пласта АВ₁₋₂ Самотлорского месторождения производил на основе теоретических исследований и апробации их результатов на промысловых объектах. Им совместно с И.В. Владимировым, Н.И. Хисамутдиновым и др. [10] установлено, что сопоставление показателей эксплуатации вертикальных и горизонтальных скважин в рамках этой задачи не является корректным.

Таким образом, выполненный анализ позволил установить следующее:

1. Реализованная на Самотлорском месторождении схема формирования и эксплуатации барьерных рядов во многом способствовала ограничению прорыва газа и стабилизации газового фактора. Однако при этом 80 % газа газовой шапки отобрано скважинами нефтяного фонда подгазовой зоны.

2. Основными недостатками реализованных систем разработки пластов группы АВ₁₋₃ с применением барьерного заводнения являются частичное вовлечение в разработку запасов нефти узких подгазовых зон, высокая обводненность добываемой продукции на ранней стадии разработки, добыча больших объемов прорывного газа, заводнение газонасыщенных толщин.

3. Зоны локализации запасов газа газовой шапки в незамещенном объеме газонасыщенных толщин по комплексной оценке составили около 50 % и имеют сложную геометрию.

4. Организация площадного и очагово-избирательного заводнения совместно с формированием барьерных рядов по пласту АВ₂₋₃ способствовала повышению эффективности его разработки, но не в полной мере из-за стабильно высокой обводненности добывающих скважин. Работа внутреннего барьерного ряда пласта АВ₂₋₃ вызвала вытеснение газа в нефтяную часть залежи, что осложнило разработку пласта.

5. При разработке слоистых, неоднородных коллекторов с анизотропным полем проницаемости эффективность системы разработки с применением скважин, которые вскрывают все нефтенасыщенные пропластки пласта, зависит от степени гидродинамической связи. Необходимо исследовать степень зависимости эффективности заводнения нефтегазовой залежи от профиля эксплуатационных скважин.

Влияние геолого-физической характеристики пластов группы АВ на выработку запасов нефти газовой залежи Самотлорского месторождения

Отечественные ученые изучают связь эффективности разработки разнофациальных терригенных коллекторов с их гранулометрической структурой (макронеоднородность) и ориентировкой зерновой массы песчаников в прослоях (микронеоднородность). В результате исследований влияния условий осадконакопления на особенности эксплуатации залежи и показатели работы скважин С.Б. Денисовым, Г.М. Золоевой, И.В. Евдокимовым, Р.М. Курамшиным, Р.Х. Муслимовым, С.В. Никифоровым и др. установлено, что:

- геометрия песчаных тел обосновывается на основе анализа условий седиментации;
- первоначальная величина пористости и проницаемости определяется осадочными процессами;
- конечное распределение пористости и проницаемости обуславливается диагенетическими процессами;
- наличие линейных песчаных тел может быть причиной высокой анизотропии свойств пород по латерали с осями анизотропии повышенных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в направлении фильтрационных потоков.

Эти выводы следует учитывать при проектировании заводнения, системы поддержания пластового давления (ППД) и методов повышения нефтеотдачи.

Известно, что неоднородность на макроуровне (песчаность, расчлененность) играет определяющую роль в формировании преимущественных направлений фильтрационных потоков пластовых флюидов. Микронеоднородность (анизотропия, латеральная изменчивость проницаемости) оказывает влияние на характер массообменных процессов, показатели вытеснения целевого флюида и изменение фазовых проницаемостей.

В работах Р.Г. Сарваретдинова и соавт. [11, 12] в структуре пласта АВ₁¹⁻² в каждом из 5 прослоев выявлено 6 литотипов породы. При изучении механизма фильтрации пластовых флюидов установлено, что доля притока жидкости к каждому прослою отличается значительно. Это объясняется типом структуры коллектора, различными ФЕС и мощностью прослоев.

В соответствии с представлениями А.В. Хабарова и соавт., J.O. Amaefile и соавт. [13, 14] при литологической типизации горных пород в анализируемом разрезе можно выделить отличительные группы пород, отлагавшихся в схожих седиментационных условиях и подвергавшихся воздействию схожих диагенетических преобразований. Результаты исследования позволяют формировать присущие им уникальные корреляции проницаемости ($k_{пр}$) и пористости (K_p), профили капиллярного давления и формы кривых фазовых проницаемостей.

В процессе анализа гранулометрических, порометрических данных, результатов специальных исследований ядра совместно с А.В. Хабаровым и другими специалистами ООО «Тюменский нефтяной научный центр» выявлены 3 типа коллектора: 1) наиболее высокопроницаемый (однородный крупнопористый песчаник); 2) стандартный; 3) разности с повышенной глинистостью (как с дисперсной, так и со слоистой).

При определении характера насыщения и коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) использовалась комплексная методика Я.Е. Волочитина и А.В. Хабарова и капиллярная модель насыщенности [15] для дополнения и верификации электрической модели. Адекватная настройка электрической модели подтверждается хорошей сходимостью результатов с данными при использовании капиллярной модели.

Известно, что электрическое сопротивление слоистой породы является анизотропным параметром. Как правило, перпендикулярно напластованию сопротивление больше, чем вдоль слоев, т.е. в одном и том же пласте в горизонтальной скважине сопротивление будет выше, чем в вертикальной. Неучет этого фактора ведет к завышению $K_{нг}$ в горизонтальных скважинах.

Как показало сопоставление удельных электрических сопротивлений (УЭС) пород в субвертикальных пилотных и основных субгоризонтальных стволах, УЭС в горизонтальных скважинах в 1,3–1,5 раза выше, чем

в субвертикальных. Полученное соотношение позволяет выполнить коррекцию УЭС с учетом электрической анизотропии горных пород и, как следствие, уточнить значения $K_{нт}$ в скважинах с очень большими значениями отклонения от вертикали.

Известно, что при прогнозе проницаемости необходимо учитывать литологию и структуру порового пространства. При отсутствии трещиноватости и кавернозности должна наблюдаться корреляция между фильтрационными свойствами, полученными по данным геофизических и гидродинамических исследований, и фактической продуктивностью скважин.

Полученная модель проницаемости демонстрирует отчетливую корреляцию с данными гидродинамического каротажа (ГДК) (рис. 2), позволяет выявлять высокопроницаемые прослои в интервале неоднородных коллекторов.

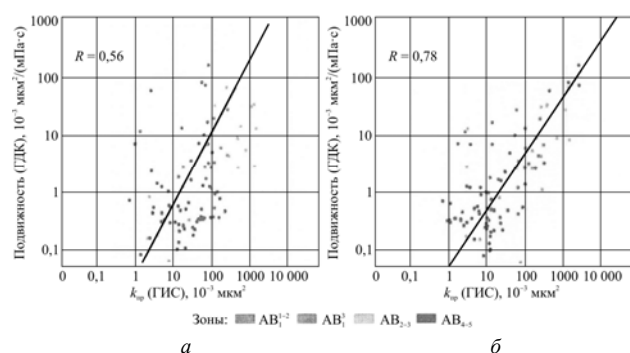


Рис. 2. Сопоставление проницаемости, полученной по данным ГИС, с подвижностью флюида по данным ГДК для старой (а) и новой (б) моделей

Фаціальным анализом установлено, что во время формирования отложений пласта АВ₄₋₅ происходило интенсивное поступление обломочного материала с большой долей песчаной фракции. Процесс седиментации сопровождался активизацией тектонических процессов, на фоне которых отложения авандельты и дельты проградировали с юго-востока на северо-запад. Песчаные тела представлены фациями авандельты (массивные песчаники), дельтовых каналов и устьевых баров. Поскольку поступление песчаного материала было обильным, то повсеместно имеется гидродинамическая связь в латеральном направлении. По вертикали гидродинамическая связь менее совершенна из-за наличия локально развитых глинистых прослоев. Активность процессов седиментации существенно снизилась в конце времени формирования пласта

АВ₄₋₅, в которое на территории месторождения была развита обширная дельтовая равнина, пересекаемая отдельными, но достаточно мощными, вероятнее всего субаэральными, дельтовыми каналами.

Отложения пласта АВ₂₋₃ связаны с активным осадконакоплением в условиях дельтовой равнины, где отложения представлены фациями шнурковых песчаных дельтовых каналов, баров и фациями тонкослоистого разреза, залегающими между шнурковыми телами. Песчаность разреза относительно высокая, следствием этого является наличие вертикальной и горизонтальной связности разной степени совершенства.

Отложения пласта АВ₁³ представлены переходными фациями, формировавшимися при углублении морского бассейна, уменьшении доли песчаных фракций в поступающем обломочном материале, активизации сдвиговой тектоники, формировавшей складки волочения северо-западного простирания.

Процессы углубления моря и сдвиговой тектоники наибольшее влияние оказали на формирование отложений пласта АВ₁₋₂¹⁻². Глинистые песчаники здесь представлены фациями покровных отложений. Мощные песчаные тела на востоке месторождения образовались на завершающей стадии формирования пласта АВ₁₋₂¹⁻² в результате лавинной седиментации.

В результате тектоноседиментационных процессов сформировалась единая гидродинамическая система для пластов АВ₁₋₅, имеющая один ВНК и ГНК. Единство этой залежи «обеспечивается» малой толщиной или вообще отсутствием глинистых разделов между этими горизонтами. Наличие газовой шапки подтверждено многочисленными промысловыми данными и геофизическими материалами, согласно которым ГНК достаточно уверенно проводится на абсолютной отметке 1611 м. Продуктивные пласты группы АВ характеризуются весьма сложной фацальной обстановкой их формирования, происходившей преимущественно в прибрежно-морских условиях, в зонах полузамкнутых морских заливов и лагун, дельтовых выносах палеорек. Это отразилось как на характере распределения отложений различных типов, так и на их строении и обусловило существенную неоднородность коллекторских свойств пород-коллекторов продуктивных пластов. Песчаные тела пластов группы АВ формировались в условиях мелкого моря при обильном поступлении обломочного материала. Фактически район Самотлорского месторождения в этот период представлял собой

обширную авандельтовую равнину, для которой характерны фации дельтовых каналов, устьевых баров со шнурковыми песчаными телами и фации межканальных заполнений, представленные неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин.

При анализе продуктивного разреза пласта AB_1^{1-2} , являющегося наиболее литологически изменчивым на Самотлорском месторождении, особое внимание уделялось текстурным особенностям (монолитности и расчлененности) коллекторов. В результате коллекторы пласта были классифицированы на три основных класса: с массивной текстурой (МТ), с тонкослоистой текстурой (ТСТ), со смешанной текстурой (МТ + ТСТ). Таким образом, для всех рассматриваемых пластов выделены три типа разреза (рис. 3, на примере пласта AB_1^{1-2}):

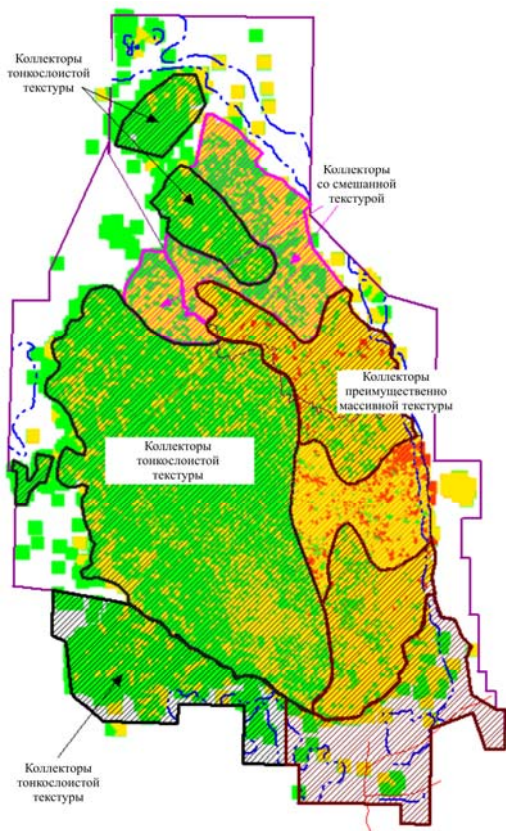


Рис. 3. Схема проведения границ с различными текстурами пласта AB_1^{1-2}

- I тип строения – сложены коллекторами с массивной текстурой (МТ);
- II тип строения – сложены коллекторами с тонкослоистой текстурой (ТСТ);
- III тип строения – смешанный, когда пласт представлен коллекторами с разной текстурой (МТ + ТСТ).

В результате детальных исследований особенностей геолого-физической характеристики строения и с учетом результатов фациального анализа для каждого из пластов были сформированы критерии отнесения к определенному типу (табл. 3, на примере пласта AB_1^3).

Таблица 3

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов по типам строения разреза пласта AB_1^3

Параметр	МТ	ТСТ	МТ + ТСТ
Коэффициент пористости, доли ед.	0,27	0,25	0,26
Коэффициент проницаемости, мД	319,5	110,28	310,72
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,66	0,56	0,62

Совершенствование геолого-гидродинамической модели объекта исследования

Для управления разработкой в 2007–2008 гг. была создана геолого-гидродинамическая модель группы пластов AB_{1-5} . Проблемы моделирования объекта, обусловленные особенностями строения пластов, его размерами (50×80 км), продолжительностью разработки и большим фондом скважин, описаны в работе [16]. Однако при исследовании процесса совместной разработки газовой шапки и нефтяной оторочки выявлено, что при адаптации модели к истории разработки объем непроизводительной закачки оценен в 15–20 % (метод материального баланса), в связи с чем принято решение не воспроизводить в модели закачку в полном объеме. Величина давления в газовой шапке принята на 1,0–1,5 МПа ниже фактического (для газовой шапки это значительная неопределенность при оценке отборов газа и объема внедрившейся в газую шапку жидкости). Как известно, газонефтяные залежи углеводородов в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции характеризуются наличием реликтовой (остаточной нефти) в газонасыщенной части пластов. Работами научной школы Н.Н. Михайлова [17–19] установлено, что запасы остаточной нефти являются сложной динамической структурой, состоящей из нескольких отдельных ее видов, которым присущи различные свойства и степень подвижности. Показано, что в межскважинном пространстве образуется существенная неоднородность распределения остаточной нефти. Применяемые системы расстановки и плотность сетки скважин оказывают существенное влияние на коэффициент вытеснения. Заводнение пластов позволяет вытеснять остаточную нефть, но

степень вытеснения зависит от соотношения коллекторских свойств интервалов, представленных отличающимися разностями пород.

Структура остаточной газонасыщенности при вытеснении газа водой или нефтью практически близка к структуре остаточной нефтенасыщенности. Это подтверждается сравнительными экспериментами по вытеснению нефти и газа водой, например, приведенными в работе M.W. Legatski [20]. Отличие состоит в том, что в первоначально газонасыщенном коллекторе гидрофобные участки поверхности пор смочены преимущественно газом (не считая участков, смоченных реликтовой нефтью). При внедрении нефти в газонасыщенный коллектор остаточная нефтенасыщенность определяется только капиллярно-защемленной нефтью, поскольку газ в пластовых условиях является более гидрофобизирующим агентом, чем нефть, и смачивание поверхности нефтью маловероятно.

При адаптации модели 2008 г. было проведено имитационное моделирование на примере пласта АВ₁¹⁻². Установлено, что учет вертикальной связности коллектора, принятый в модели (для пласта АВ₁¹⁻² отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной задано равным 1/1000, для остальных – 1/100), не отражает реальное перераспределение потоков между пластами. Для более корректного моделирования вертикальной связности было решено пересчитать вертикальную проницаемость укрупненных ячеек (размеры по вертикали – 2,6–10,0 м) с учетом наличия в них глинистых прослоев. Для задания остаточных нефте- и газонасыщенности были использованы корреляции их значений с начальной насыщенностью коллектора нефтью или газом. Как правило, для определения остаточной нефтенасыщенности используют корреляцию ее значений с проницаемостью коллектора, однако она применима только для предельного насыщения, и ее использование для переходной зоны существенно занижает подвижные запасы нефти. Работы отечественных авторов [21] свидетельствуют о том, что в первую очередь остаточную нефтенасыщенность определяет начальное насыщение коллектора. Это подтверждает исследование изолированного керна (рис. 4).

Обработка данных С.В. Дворака и др. [22] и собственные экспериментальные данные по Самотлорскому месторождению позволили

установить, что нефтенасыщенность коллектора выше ГНК следует определять с учетом расстояния до ГНК и величин α_{nc} и насыщенности реликтовой нефти.

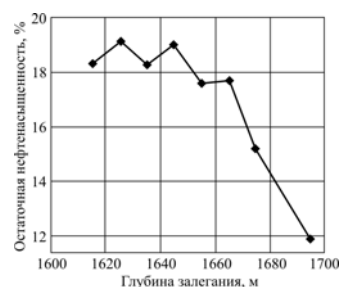


Рис. 4. Зависимость остаточной нефтенасыщенности (определенной по запечатанному керну) от абсолютной глубины для пластов АВ₁₋₅ Самотлорского месторождения (пористость составляет 24–28 %, абсолютная глубина газонефтяного контакта – 1611 м)

Остаточные нефте- и водонасыщенность определяли отдельно для пласта АВ₁¹⁻² и остальных пластов. Остаточную нефтенасыщенность в нефтяном коллекторе находили с учетом коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$), который определяется для каждого класса коллектора по корреляционным зависимостям, полученным в результате обработки экспериментальных данных,

$$K_{\text{выт}} = \left(1 + \frac{1}{\alpha + \beta k_{\text{пр}}} \right)^{-1},$$

где α , β – коэффициенты [21]; $k_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости.

Для определения фазовых проницаемостей для газа, нефти и воды при критических насыщенностях использовались корреляции (основанные на теоретических закономерностях Ю.Е. Батурина, Н.Я. Медведева и др. [23]) с ФЭС коллекторов, полученными в результате обработки экспериментальных ОФП. С целью учета в модели пластов группы АВ₁₋₅ вертикальной неоднородности применена методика построения куба вертикальной проницаемости на основе параметров исходной геологической модели.

Таким образом, на основе изложенных положений в модель внесены следующие изменения:

1. В модель насыщения пластов АВ₁₋₅ на основании результатов исследований керна, геофизических и литературных данных введена начальная (реликтовая) нефтенасыщенность

газовой шапки в зависимости от высоты над газонефтяным контактом и пористости (средняя насыщенность составила 5 %).

2. Остаточная нефтенасыщенность газовой шапки в зависимости от пористости, начальных нефте- и газонасыщенности задана на 3–5 % выше реликтовой нефтенасыщенности (на основании исследований условий формирования остаточной нефтенасыщенности в полимиктовых коллекторах Западной Сибири).

3. Остаточная газонасыщенность газовой шапки как функция фильтрационно-емкостных свойств и начальной газонасыщенности коллектора (на основании данных керновых исследований, а также сведений, приведенных в литературных источниках) принята равной 23–29 %.

4. Остаточная нефтенасыщенность в первоначально нефтенасыщенной зоне пластов задана в зависимости от пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности (на основании исследований условий формирования остаточной нефтенасыщенности в полимиктовых коллекторах Западной Сибири).

5. На основании результатов лабораторных исследований и литературных данных получены корреляционные зависимости конечных точек фазовых проницаемостей от ФЕС коллекторов с последующим масштабированием фазовых кривых в каждой активной ячейке модели.

6. В гидродинамическую модель внесены куб вертикальной проницаемости, рассчитанный по данным геологической модели с использованием зависимости коэффициента анизотропии от показателя метода самопроизвольной поляризации α_{nc} .

Повышение физической содержательности модели улучшило качество адаптации по основным технологическим параметрам разработки и повысило достоверность прогноза добычи нефти и газа. В результате внесения изменений удалось воспроизвести распределение текущего пластового давления в объеме газовой шапки, а также устранить расхождение фактических и расчетных данных по закачке.

Апробация технологии заводнения, адаптированной к выявленным особенностям геолого-физической характеристики

Для оценки эффективности барьерного заводнения с использованием гидродинамической модели пластов группы АВ₁₋₅ рассчитан

вариант разработки пластов группы АВ₁₋₅ при его отсутствии в исторический период. Результаты расчета сопоставлены с базовым вариантом, соответствующим истории разработки группы пластов АВ, воспроизведенной на модели.

Каждый из пластов группы АВ₁₋₅ официально рассматривается как самостоятельный объект разработки, однако фактически между пластами существует связь, обусловленная как геологическими причинами, так и техногенными факторами.

Сравнение результатов расчетов по базовому варианту и варианту без барьерного заводнения проводилось по каждому из пластов и по группе АВ₁₋₅ в целом. Основные расчетные показатели для сравнения – динамика показателей добычи нефти и свободного газа, объемы флюидов, перемещающиеся через ГНК в процессе разработки: поступление нефти и воды в газовые шапки, текущие запасы газа в газовой шапке.

В целом организация барьерного заводнения способствовала сокращению объемов прорывов газа газовой шапки в добывающие скважины и в определенной степени препятствовала поступлению нефти в газовые шапки, однако полностью предотвратить этот процесс не удалось и в последующие годы на отдельных участках залежей происходили как перетоки нефти в газовые шапки, так и внедрение свободного газа в нефтяную часть.

Сравнение динамики накопленных объемов внедрения нефти, воды в газовую шапку по пластам и по группе АВ₁₋₅ в целом, свободного газа в нефтяную зону при барьерном заводнении и при его отсутствии по результатам гидродинамического моделирования представлено на рис. 5.

По накопленным объемам внедрения свободного газа в нефтяную часть залежей выявлено отличие между вариантами, полученными в период 2000–2010 гг., когда в связи с активным вводом в разработку добывающих скважин в газонефтяную зону увеличен отбор жидкости и нефти. Установлено, что причиной увеличения перетока газа в варианте без барьерного заводнения явилось наличие окон слияния пластов, что обусловило внедрение больших объемов свободного газа в нефтяную зону залежи. На дату оценки объем внедрившегося свободного газа по варианту без реализации барьерного заводнения составил 1,1 млрд м³, что в 5 раз больше, чем в варианте с использованием барьерного заводнения (0,26 млрд м³).

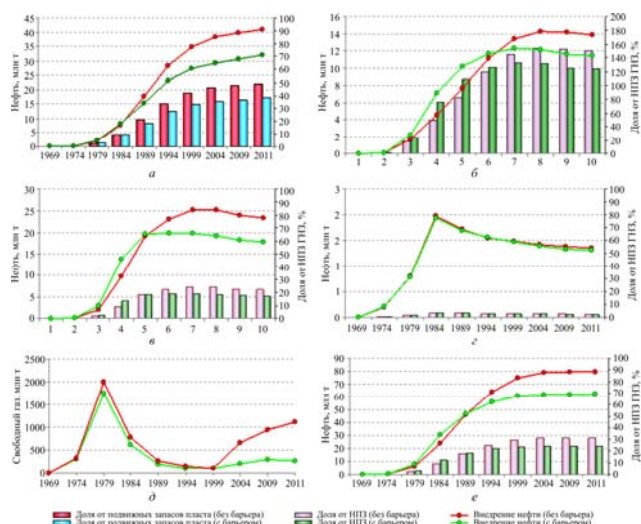


Рис. 5. Динамика накопленных объемов внедрения нефти в газовую шапку и свободного газа в нефтяную зону: *a* – внедрение нефти в газовую шапку, пласт AV_1^{1-2} ; *б* – внедрение нефти в газовую шапку, пласт AV_1^3 ; *в* – внедрение нефти в газовую шапку, пласт AV_{2-3} ; *г* – внедрение нефти в газовую шапку, пласт AV_{4-5} ; *д* – объем свободного газа ниже ГНК, млн m^3 ; *е* – внедрение нефти в газовую шапку, пласт AV_{1-5}

Накопленные объемы внедрения воды в газовую шапку оцениваются в 328,4 млн m^3 . Это на 22 % больше, нежели в варианте без реализации барьерного заводнения в исторический период (269,5 млн m^3), что составляет 15,2 и 12,5 % соответственно от объема пор газоносной части пластов группы AV_{1-5} .

Организация барьерных рядов по пластам AV_1^{1-2} , AV_1^3 и AV_{2-3} согласно расчетам позволила сократить объемы поступления нефти в газовые шапки на 17 млн т (или на 27 %).

Реализация барьерного заводнения также способствовала продвижению больших объемов воды в газовую шапку. Значительные объемы закачки воды в барьерные скважины способствовали прорыву воды в добывающие скважины газонептяной зоны, примыкающие к барьерным рядам с внешней стороны, и резкому их обводнению. Закачка больших объемов воды в барьерные скважины пласта AV_{2-3} обусловила значительные перетоки флюидов между объектами, в первую очередь переток жидкости из объекта AV_{2-3} в газовую часть объекта AV_1^3 через обширные окна слияния. Внутренний барьерный ряд пласта AV_{2-3} предлагается расформировать.

Поэтому в подгазовой зоне пласта AV_1^3 с учетом сложившейся структуры запасов газа, наличия замещенного объема газовой шапки и

небольших зон локализации остаточных запасов газа отсутствует необходимость применения барьерного заводнения. Там следует повысить эффективность площадной и очагово-избирательной системы разработки совместно с чистонептяной зоной пласта. Необходимо также организовать добычу газа в локальных зонах скважинами газового фонда совместно с пластом AV_1^3 , где сконцентрированы основные запасы газа.

В этой связи совместно с К.М. Федоровым исследованы особенности эксплуатации горизонтальных скважин с пологим и синусоидальным профилями ствола, которые, как известно, меньше зависят от вертикальной составляющей притока и позволяют увеличить зону вертикального охвата дренирования скважины [24]. Выполнен сравнительный анализ значений продуктивности скважин с горизонтальным, пологим и синусоидальным профилями ствола с применением секторной геолого-гидродинамической модели пласта AV_1^{1-2} , состоящей из трех прослоев одинаковой толщины (2,5 м), но с различным значением коэффициента горизонтальной проницаемости (8; 12; 17 мД). Интервалы пологого и синусоидального участков профиля заменены кусочно-горизонтальными участками, вскрывающими пласт. Длина горизонтального ствола $L = 500$ м, депрессия – 10 МПа. Сделаем допущение, что трением при движении пластового флюида в стволе скважины можно пренебречь.

Для решения данной задачи необходимо знать радиус дренирования скважины. Распространенный метод определения области дренирования горизонтальной скважины [25] заключается в рассмотрении ее как суммы площадей двух половин окружности радиусом b и площади прямоугольника $2bL$. Примем, что радиус b равен радиусу дренирования вертикальной скважины r_b , и площадь дренирования можно записать в виде

$$S = \pi r_b^2 + 2Lr_b.$$

Как правило, в качестве r_b принимается половина расстояния между скважинами, которая для данного сектора пласта AV_1^{1-2} составляет 300 м. Таким образом, можно вычислить площадь зоны дренирования для каждого отдельного сегмента пологой и синусоидальной скважин с учетом длины горизонтальных стволов в этом прослое.

В результате расчетов установлено, что значение дебита скважины с пологим профилем ствола превышает дебит скважины с горизонтальным профилем в 2,2 раза, дебит скважины с синусоидальным профилем выше дебита скважины с пологим профилем в 1,4 раза.

Для уточнения сделанных оценок были проведены расчеты на секторной модели участка пласта АВ₁¹⁻² с применением трехфазной гидродинамической модели участка, построенной с помощью симулятора Eclipse. Для учета возможного разгазирования нефти в призабойной зоне скважины газовая фаза была введена в модель. Прогнозные расчеты проводились на период 15 лет при условии, что забойное давление остается постоянным в течение всего времени эксплуатации и равно 6 МПа. Скин-фактор был принят равным нулю. Длина ствола условно горизонтального участка составляла 500 м. Исследовались горизонтальный, пологий и синусоидальный профили. Во всех вариантах ствол скважины был размещен в верхней половине пласта АВ₁¹⁻², так как его подошвенная часть имеет меньшее нефтенасыщение.

Установлено, что наиболее низкой эффективностью характеризуется горизонтальный участок скважины. Накопленная добыча нефти составила 41,2 тыс. т при накопленной добыче жидкости 176,6 тыс. т. Накопленная добыча нефти скважины с пологим профилем ствола превышает накопленную добычу нефти скважины с горизонтальным профилем на 40 %. Наиболее эффективным профилем ствола является синусоидальный. Накопленная добыча нефти превышает накопленную добычу нефти по скважине с пологим профилем ствола на 17,8 %.

Полученные выше результаты позволили обосновать принципиальные моменты в оценке эффективности горизонтальной дрены. Однако все приведенные выводы относятся к однородному или условно однородному по проницаемости пласту. В работе [26] рассмотрен пример зонально-неоднородного по проницаемости пласта, в котором сформирована система ППД. Область

пониженной проницаемости вскрывается скважиной, в которой для повышения продуктивности создается трещина гидроразрыва пласта или строится боковой горизонтальный ствол.

С применением характеристик вытеснения сделан вывод о том, что эксплуатация горизонтальных стволов в низкопроницаемой зоне пласта, удаленной от ряда нагнетательных скважин, более привлекательна с точки зрения технологического эффекта – это дает больший прирост в добыче нефти и меньшее увеличение добычи воды.

Выводы

1. В результате анализа текстурных особенностей коллекторов каждого из рассматриваемых продуктивных пластов были выделены три типа разреза: коллекторы с массивной, тонкослоистой и со смешанной текстурами. Для выделенных типов коллекторов определены идентификационные критерии, характерные признаки.

2. Установлено, что продуктивные пласты группы АВ характеризуются весьма сложной фациальной обстановкой их формирования, происходившей преимущественно в прибрежно-морских условиях, в зонах полузамкнутых морских заливов и лагун, дельтовых выносах палеорек. Это отразилось как на характере распределения отложений различных типов, так и на их строении и обусловило существенную неоднородность коллекторских свойств пород-коллекторов продуктивных пластов. Результаты исследований позволили выделить в пределах рассматриваемых пластов зоны с различной фациальной принадлежностью.

3. Установлено, что наибольшей эффективностью барьерное заводнение обладает в районе авандельты. Объяснен характер влияния фациальной принадлежности участка пласта на эффективность барьерного заводнения, связанный с особенностями распределения пропластков с различной проницаемостью и степенью расчлененности коллектора.

4. Разработаны рекомендации по оптимизации технологии барьерного заводнения в зависимости от фациальной характеристики участка.

Список литературы

1. Макаров А.В. Пути вовлечения неактивных запасов Лянторского месторождения путем создания нестационарных режимов в пласте // Нефтепромысловое дело. – 2000. – № 5. – С. 5–9.
2. Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвертой) стадии // Материалы расширенного заседания ЦКР Роснедр (нефтяная секция), 4–5 декабря 2007: сб. докладов. – М.: НП НАЭН, 2008. – С. 20–35.
3. Лисовский Н.Н., Шагиев Р.Г. Полнота информации о продуктивном пласте и повышение эффективности разработки // Материалы расширенного

4. Ланина О.В., Соколов С.В., Чусовитин А.А. Сравнение эффективности систем разработки подгазовой зоны Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 2–4.
5. Владимиров И.И., Спивак С.И. Математическое моделирование процессов извлечения нефти при разработке глиносодержащих коллекторов горизонтальными скважинами // Материалы 4-й науч.-техн. конф. молодых специалистов ООО «РН-Уфанинефть», 3–5 марта 2010 г. – Уфа, 2010. – С. 43–47.

6. Владимиров И.И., Задорожный Е.В. Математическое моделирование процессов нефтеизвлечения при разработке горизонтальными скважинами коллекторов с повышенным содержанием глинистых минералов // Автоматизация, телемеханика и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 10. – С. 45–47.

7. Антонов М.С., Родионова И.И., Фатхлисламов М.А., Хисаева Д.А. Зависимость эффективности нефтевытеснения из пластов с глинистыми прослоями от положения ствола горизонтальной нагнетательной скважины // Нефтепромышленное дело. – 2012. – № 1. – С. 53–56.

8. Сопоставление показателей выработки запасов нефти из пласта при полном и частичном загущении фильтрации в глинистых прослоях / А.Н. Лазеев, И.И. Родионова, Д.А. Хисаева, М.Н. Шаймарданов // Нефтепромышленное дело. – 2012. – № 1. – С. 50–53.

9. Задорожный Е.В. Особенности разработки слоисто-неоднородных глинистых коллекторов пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения // Нефтепромышленное дело. – 2012. – № 12. – С. 10–14.

10. Исследование эффективности размещения горизонтальных и вертикальных скважин в залежах слоистого геологического строения / И.В. Владимиров, Н.И. Хисамутдинов, Е.В. Задорожный, В.В. Литвин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 5. – С. 8–12.

11. Шаймарданов М.Н. Оценка влияния глинистости коллектора на КИН при разработке залежи системой вертикальных скважин // Автоматизация, телемеханика и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 11. – С. 40–44.

12. Изучение процесса заводнения тонкослоистых многослойных коллекторов / М.Н. Шаймарданов, Р.Г. Сарваретдинов, Д. Сагитов, М.А. Виноходов, С.Д. Глебов // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 3. – С. 86–90.

13. Хабаров А.В., Волокитин Я.Е. Методика комплексного анализа данных керна и ГИС с целью литологической классификации терригенных коллекторов // Каротажник. – 2009. – Вып. 189. – С. 83–128.

14. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify Hydraulic (F-low) Units and predict permeability in uncored interval/wells / J.O. Amaefile, M. Altunbay, T. Diebbar (et al.) // Society of Petroleum Engineers. – 1993. – 205.

15. Волокитин Я.Е., Хабаров А.В. Комплексная методика оценки коэффициента нефтенасыщенности

гетерогенных коллекторов // Каротажник. – 2009. – Вып. 189. – С. 143–166.

16. Аржиловский А.В., Бикбулатова Т.Г., Костюченко С.В. Опыт моделирования Самотлорского месторождения: проблемы и перспективы // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 46–50.

17. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.

18. Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности / Н.Н. Михайлов, Т.Н. Кольчицкая, А.В. Джемесон [и др.]. – М.: Недра, 1993. – 352 с.

19. Михайлов Н.Н., Варламов Д.П., Кленков К.А. Моделирование влияния систем расстановки скважин на остаточное нефтенасыщение заводненных пластов // Бурение и нефть. – 2004. – № 1. – С. 13–15.

20. Displacement of gas from porous media by water / M.W. Legatski, D.L. Katz, M.R. Tek, R.L. Goring, R.L. Nielsen // Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 11–14 October, Houston, Texas, 1964. – Houston, 1964. – DOI: 10.2118/899-MS.

21. Исследование условий формирования остаточной нефтенасыщенности в полимиктовых коллекторах Западной Сибири / Н.А. Черемисин, В.П. Сонич, Е.Ю. Батурин, В.А. Дроздов // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 40–45.

22. Дворак С.В., Сонич В.П., Николаев Е.В. Закономерность изменения нефтенасыщенности в газовых шапках Западной Сибири // Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень: СибНИИИП, 1988. – 163 с.

23. Физические основы повышения эффективности разработки гранулярных коллекторов / Н.А. Черемисин, В.П. Сонич, Ю.Е. Батурин, Н.Я. Медведев // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 38–41.

24. Технология оптимизации системы разработки объекта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения / Л.С. Бриллиант, А.А. Клочков, А.Г. Выдрин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 10. – С. 82–84.

25. Ahmed T. Reservoir engineering handbook. – Huston: Gulf professional publishing, 2000. – 1211 p.

26. Влияние ГРП на выработку неоднородного по проницаемости участка пласта / И.В. Владимиров, Н.И. Хисамутдинов, А.В. Аржиловский, А.А. Чусовитин, Р.А. Гнилицкий // Нефтепромышленное дело. – 2012. – № 1. – С. 68–71.

References

1. Makarov A.V. Puti вовлечeniia neaktivnykh zapasov Liantorskogo mestorozhdeniia putem sozdaniia nestatsionarnykh rezhimov v plaste [Ways of involving the inactive reserves Lyantorskoye field through the creation of transient regimes in the reservoir]. *Neftepromyslovoe delo*, 2000, no.5, pp.5-9.

2. Muslimov R.Kh. Metody povysheniia effektivnosti razrabotki neftiannykh mestorozhdenii v zavershaiushchei (chetvertoi) stadii [Methods to improve the efficiency of oil field development in the final (fourth) stage]. *Materialy rasshirenogo zasedaniia TsKR Rosnedr (neftianaia sektsiia)*, 4-5 dekabria 2007: sbornik dokladov. Moscow: NP NAEN, 2008, pp.20-35.

3. Lisovskii N.N., Shagiev R.G. Polnota informatsii o produktivnom plaste i povyshenie effektivnosti razrabotki [The completeness of the information about the reservoir and increase the efficiency of development]. *Materialy rasshirenogo zasedaniia TsKR Rosnedr (neftianaia*

seksiia), 4-5 dekabria 2007: sbornik dokladov. Moscow: NP NAEN, 2008, pp.78-89.

4. Lanina O.V., Sokolov S.V., Chusovitin A.A. Sravnenie effektivnosti sistem razrabotki podgazovoi zony Samotlorskogo mestorozhdeniia [Efficiency comparison of under-gas-cap zone development systems at Samotlorskoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no.2, pp.2-4.

5. Vladimirov I.I., Spivak S.I. Matematicheskoe modelirovanie protsessov izvlecheniia nefti pri razrabotke glinosoderzhashchikh kollektorov gorizontalnymi skvazhinami [Mathematical modeling of oil extraction in the development of clay-containing collectors with horizontal wells]. *Materialy 4 nauch.-tekhn. konf. molodykh spetsialistov OOO «RN-UfaNIPIneft»*, 3-5 marta 2010 g. Ufa, 2010, pp.43-47.

6. Vladimirov I.I., Zadorozhnyi E.V. Matematicheskoe modelirovanie protsessov nefteizvlecheniia pri razrabotke gorizontalnymi skvazhinami kollektorov s povyshennym

soderzhaniiem glinistykh mineralov [Mathematical modeling of oil extraction processes in the development of collectors with horizontal wells with high content of clay minerals]. *Avtomatizatsiia, telemekhanizatsiia i sviaz' v nefianoi promyshlennosti*, 2011, no.10, pp.45-47.

7. Antonov M.S., Rodionova I.I., Fatkhislamov M.A., Khisaeva D.A. Zavisimost' effektivnosti neftevytesneniia iz plastov s glinistymi prosloiami ot polozeniia stvola gorizonta'noi nagnetatel'noi skvazhiny [Dependence of efficiency of oil replacement out of formations with clay interlayers on location of horizontal injection bore hole]. *Neftepromyslovoe delo*, 2012, no.1, pp.53-56.

8. Lazeev A.N., Rodionova I.I., Khisaeva D.A., Shaimardanov M.N. Sopostavlenie pokazatelei vyrabotki zapasov nefi iz plasta pri polnom i chastichnom zatukhanii fil'tratsii v glinistykh prosloiakh [Comparison of showings of oil resources extraction from a layer in case of complete or partial filtration fading in clay inter-layers]. *Neftepromyslovoe delo*, 2012, no.1, pp.50-53.

9. Zadorozhnyi E.V. Osobennosti razrabotki sloistoneodnorodnykh glinistykh kollektorov plasta AV₁¹⁻² Samotlorskogo mestorozhdeniia [Some peculiarities of development of stratified-heterogeneous clayish collectors of AV₁¹⁻² formation of Samotlor field]. *Neftepromyslovoe delo*, 2011, no.12, pp.10-14.

10. Vladimirov I.V., Khisamutdinov N.I., Zadorozhnyi E.V., Litvin V.V. Issledovanie effektivnosti razmeshcheniia gorizonta'lnykh i vertika'lnykh skvazhin v zalezakh sloistogo geologicheskogo stroeniia [Studying of efficiency of horizontal and vertical wells placement in deposits of stratified geological structure]. *Oborudovanie i tekhnologii dlia neftegazovogo kompleksa*, 2011, no.5, pp.8-12.

11. Shaimardanov M.N. Otsenka vliianiia glinistosti kollektora na KIN pri razrabotke zalezhi sistemoi vertika'lnykh skvazhin [Assessment of a collector's shaliness effect on oil recovery coefficient in case of a deposit development by means of vertical wells system]. *Avtomatizatsiia, telemekhanika i sviaz' v nefianoi promyshlennosti*, 2011, no.11, pp.40-44.

12. Shaimardanov M.N., Sarvaretidinov R.G., Sagitov D., Vinokhodov M.A., Glebov S.D. Izuchenie protsessa zavodneniia tonkosloistykh mnogosloinnykh kollektorov [Studying of water-flooding process of thin-bed multi-layer collectors]. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no.3, pp.86-90.

13. Khabarov A.V., Volokitin Ia.E. Metodika kompleksnogo analiza dannykh kerna i GIS s tsel'iu litologicheskoi klassifikatsii terrigennykh kollektorov [Procedure for combined analysis of core and log data for lithologic classification of terrigenous reservoirs]. *Karotazhnik*, 2009, vol.189, pp.83-128.

14. Amafile J.O., Altunbay M., Diebbar T. et al. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify Hydraulic (F-low) Units and predict permeability in uncored intervals/wells. *Society of Petroleum Engineers*, 1993, 205.

15. Volokitin Ia.E., Khabarov A.V. Kompleksnaia metodika otsenki koeffitsienta neftenasyshchennosti

geterogennykh kollektorov [Combined technique for heterogeneous reservoir oil saturation evaluation]. *Karotazhnik*, 2009, vol.189, pp.143-166.

16. Arzhilovskii A.V., Bikbulatova T.G., Kostuchenko S.V. Opyt modelirovaniia Samotlorskogo mestorozhdeniia: problemy i perspektivy [Samotlorskoye field modeling case history: issues and prospects]. *Nefianoe khoziaistvo*, 2010, no.11, pp.46-50.

17. Mikhailov N.N. Ostatochnoe neftenasyshchenie razrabatyvaemykh plastov [Residual oil saturation of developed reservoirs]. Moscow: Nedra, 1992, 270 p.

18. Mikhailov N.N., Kol'chitskaia T.N., Dzhemeson A.V. et al. Fiziko-geologicheskie problemy ostatochnoi neftenasyshchennosti [Physical and geological problems of residual oil saturation]. Moscow: Nedra, 1993, 352 p.

19. Mikhailov N.N., Varlamov D.P., Klenkov K.A. Modelirovanie vliianiia sistem rasstanovki skvazhin na ostatochnoe neftenasyshchenie zavodnennykh plastov [Modeling the influence of well placement system on residual oil flooded reservoirs]. *Burenie i nefi'*, 2004, no.1, pp.13-15.

20. Legatski M.W., Katz D.L., Tek M.R., Gorring R.L., Nielsen R.L. Displacement of gas from porous media by water. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 11-14 October 1964*. Houston, 1964. DOI: 10.2118/899-MS

21. Cheremisin N.A., Sonich V.P., Baturin E.Iu., Drozdov V.A. Issledovanie uslovii formirovaniia ostatochnoi neftenasyshchennosti v polimiktovykh kollektorakh Zapadnoi Sibiri [Investigation of the residual oil saturation's formation conditions in polymictic reservoirs of Western Siberia]. *Nefianoe khoziaistvo*, 1997, no.9, pp.40-45.

22. Dvorak S.V., Sonich V.P., Nikolaev E.V. Zakonomernost' izmeneniia neftenasyshchennosti v gazovykh shapkhakh Zapadnoi Sibiri [The pattern of changes in oil saturation in gas masks in Western Siberia]. *Povyshenie effektivnosti razrabotki nefiannykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri*. Tiumen': SibNIINP, 1988, 163 p.

23. Cheremisin N.A., Sonich V.P., Baturin Iu.E., Medvedev N.Ia. Fizicheskie osnovy povysheniia effektivnosti razrabotki granuliamykh kollektorov [Physical bases of increase of efficiency of development of granule collectors]. *Nefianoe khoziaistvo*, 2002, no.8, pp.38-41.

24. Brilliant L.S., Klochkov A.A., Vydrin A.G. et al. Tekhnologiia optimizatsii sistema razrabotki ob'ekta AV₁¹⁻² Samotlorskogo mestorozhdeniia [Reservoir geological properties effect on the effectiveness of horizontal wells drilling at the Samotlorskoye field AV₁¹⁻² object]. *Nefianoe khoziaistvo*, 2010, no.10, pp.82-84.

25. Ahmed T. Reservoir engineering handbook. Huston: Gulf professional publishing, 2000, 1211 p.

26. Vladimirov I.V., Khisamutdinov N.I., Arzhilovskii A.V., Chusovitin A.A., Gnilitiskii R.A. Vliianie GRP na vyrabotku neodnorodnogo po pronitsaemosti uchastka plasta [Effect of a formation hydraulic fracturing on oil recovery from a formation sector with heterogeneous permeability]. *Neftepromyslovoe delo*, 2012, no.1, pp.68-71.

Просьба сослаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Чусовитин А.А., Тимчук А.С., Грачев С.И. Исследование геолого-технологической модели сложнопостроенного коллектора нефтегазовой залежи Самотлорского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №20. – С.246–260. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.20.5

Please cite this article in English as:

Chusovitin A.A., Timchuk A.S., Grachev S.I. Study of geological and technological model of complex reservoirs of Samotlor field oil and gas deposits. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.20, pp.246–260. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.20.5