

Применение литолого-фациального анализа при построении геологической модели бобриковского горизонта Сиреневского месторождения

Р.С. Хисамов

главный геолог – заместитель генерального директора¹
khisamov@tatneft.ru

А.Ф. Сафаров

зав. сектором геологического моделирования подсчета запасов нефти²
safarov@tatnipi.ru

А.М. Калимуллин

инженер²
kalimullinAM@tatnipi.ru

¹ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²ТатНИПИнефть, Бугульма, Россия

На территории Республики Татарстан в настоящий момент большинство нефтяных месторождений находятся на последней стадии разработки. В активе каждого НГДУ имеются объекты, которые считаются нерентабельными из-за сложного геологического строения и незначительных запасов залежей. Решение проблемы подготовки запасов и вовлечение этих запасов в разработку — актуальная задача для геологов. В данной статье рассматривается применение концептуальной геологической модели бобриковского горизонта Сиреневского месторождения при подсчете запасов и при дальнейшем расчете гидродинамической модели. Основой для воссоздания условий осадконакопления отложения послужил литолого-фациальный анализ.

Материалы и методы

Интерпретация данных геофизических исследований скважин, база данных по разработке, язык программирования Pascal.

Ключевые слова

структурно-фациальный анализ, электрофациальный анализ, геологическая модель, седиментологическая модель, подсчет запасов, терригенный коллектор, фации, обстановка осадконакопления

Литолого-фациальный анализ отложений широко применяется в нефтегазовой геологии, как в начале изучения территории, так и на этапе промышленного освоения залежей и всего месторождения. Генетический подход, включающий восстановление древних обстановок осадконакопления, необходим для выявления характера взаимосвязи отдельных частей геосистемы между собой [1]. Появляется возможность формализовать свойства геологического пространства и выявить последовательность изменений геологических тел.

В данной работе предлагается концептуальная модель формирования бобриковского горизонта на территории одного из месторождений западного склона ЮТС. В настоящее время существуют различные точки зрения относительно условий образований бобриковских отложений. Одни придерживаются аллювиальной и аллювиально-дельтовой модели их образования [2], другие считают, что их формирование происходило в морских условиях среды [3].

Реконструкция фациальных условий осадконакопления проводилась по электрометрическим моделям фаций В.С. Муромцева [4]. Разработанная система диагностических признаков дает возможность устанавливать фациальную природу осадка не только в результате изучения горных пород, но и по их электрометрическим характеристикам. Для каждой фации отложений характерна особая, только ей свойственная форма аномалий кривой потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) — электрометрическая модель фаций. Форма кривой ПС содержит важную информацию по целому ряду признаков, позволяющих оценивать строение и толщину изучаемых отложений [4]. Изучение составляющих элементов кривой ПС (кровельная, боковая, подошвенная линии, ширина аномалий и т.д.) позволяет определить характер процесса накопления осадка.

В связи с этим, В.С. Муромцевым разработана седиментологическая модель фаций, основанная принципе, что отложения каждой фации формировались в условиях меняющихся палеогидродинамических режимов. Данное утверждение дает возможность для каждой фаций определить свою собственную седиментологическую модель, отражающую свойственную только данной фации последовательную смену палеогидродинамических уровней во времени.

Первым опорным пластом являются морские глины, которые характеризуются минимальным отклонением ПС. Линию минимального отклонения принимают за «нулевую», или «линию глин». Вторым опорным пластом служат песчаники, без содержания в них глинистых частиц. Они отражаются на кривой ПС максимальными отклонениями. Линия, которая проведена по максимальному отклонению кривой ПС, называется «линия песков». Расстояние между «линией песков» и «линией глин» принимают равным единице (рис. 1).

При характеристике различных типов аномалий и сопоставлении их друг с другом существует единый порядок описания (сверху вниз по мере углубления скважины). В.С. Муромцевым разработана специальная терминология, позволяющая сравнивать между собой отдельные части аномалий, используя электрометрические характеристики и, в частности, значения ПС. В соответствии с определенными палеогидродинамическими режимами седиментации, можно построить электрометрическую модель фаций.

В ходе работы по методике В.С. Муромцева построены электрофации по 35 скважинам бобриковского горизонта рассматриваемого месторождения. Кровля и подошва кривой ПС отсекались по всему распространению рассматриваемого пласта. После выделения электрофаций кривые ПС были расположены на карте кровли коллектора бобриковского горизонта (рис. 2). Применяя электрометрические модели и проанализировав формы и составляющие элементы аномалии ПС, выделены 8 зон обстановок осадконакопления. Как показано на рис. 3, цвета сопоставляются

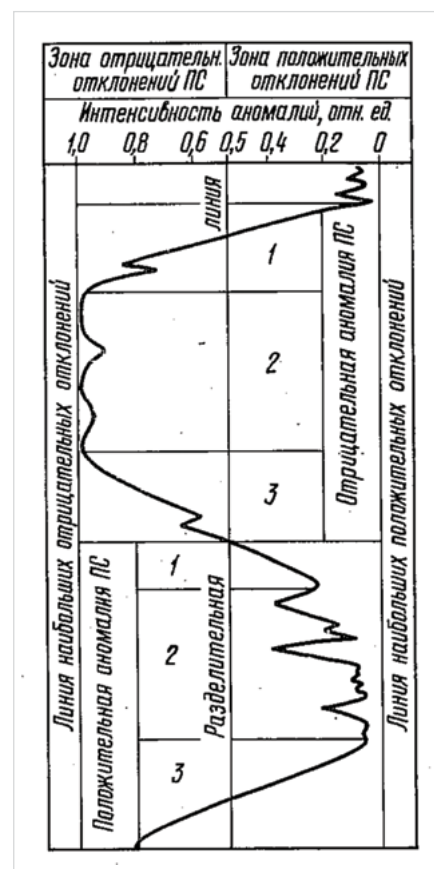


Рис. 1 — Части кривой:
 1 — верхняя, 2 — средняя, 3 — нижняя
 (по В.С. Муромцеву)

Fig. 1 — Curve sections:
 1 — upper, 2 — middle, 3 — lower
 (as per V. Muromtsev)

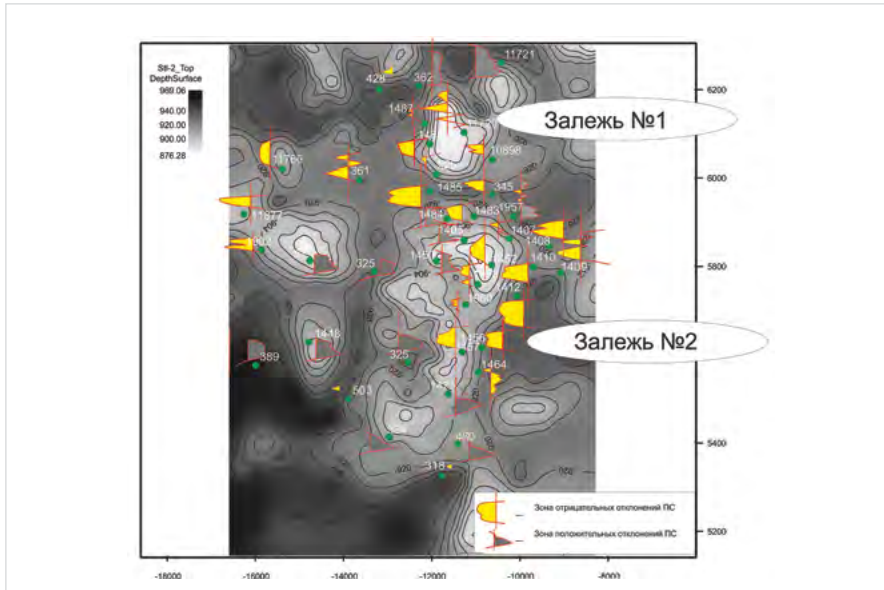


Рис. 2 — Пространственное размещение электрофаций на карте кровли коллектора бобриковского горизонта

Fig. 2 — Spatial disposition of electrofacies on the map of the top of reservoir in Bobrikovskian formation

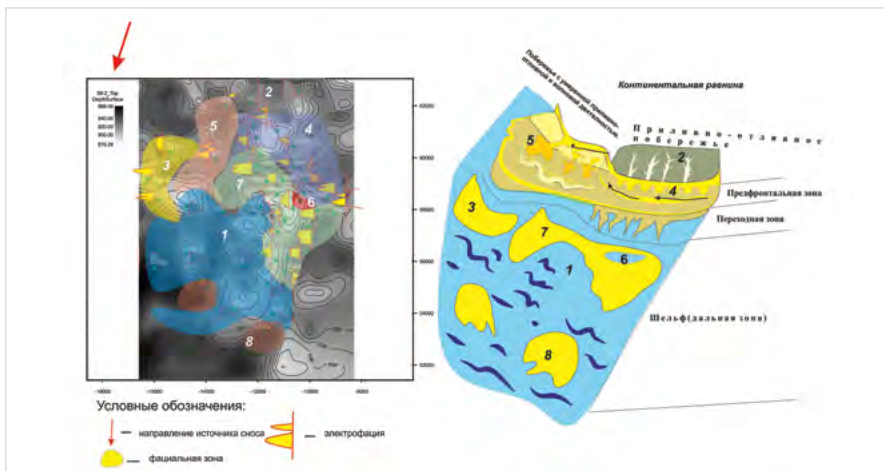


Рис. 3 — Пространственное распределение зон осадконакопления
1 – забаровые лагуны и вдольбереговые промоины, 2 – внутренняя, глинистая часть поймы, 3 – устьевой бар, 4 – вдольбереговой бар (регрессивного типа), 5 – головные части разрывных течений, 6 – временно заливаемый участок барьерного острова, 7 – барьерные острова, 8 – штормовые песчаники

Fig. 3 — Spatial distribution of sedimentation areas
1 – behind-barrier lagoons and coastal washouts, 2 – inner argillaceous floodland, 3 – mouth bar, 4 – coastal bar (of regressive type), 5 – head currents, 6 – temporary flooded section of the barrier island, 7 – barrier islands, 8 – storm-surge sand

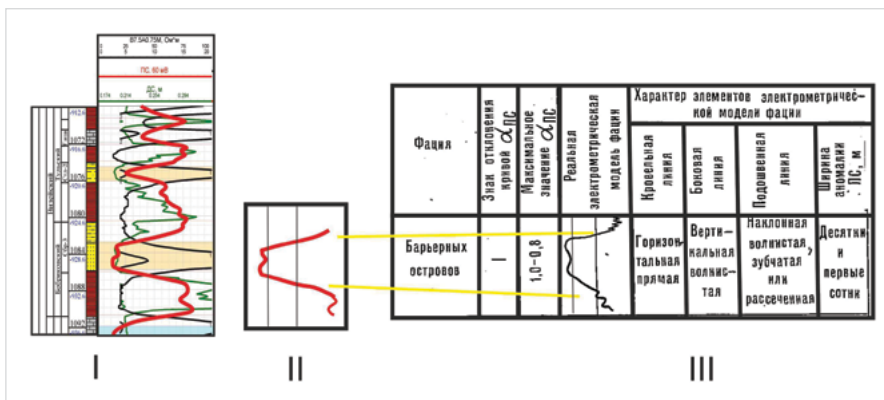


Рис. 4 — Пример сопоставления кривой ПС скважины с одной из электрометрических моделей (фация барьерного острова) по В.С. Муромцеву

Fig. 4 — Correlation between self-potential well curve and one of electrometric models (facies of the barrier island) as per V. Muromtsev

с условиями формирования продуктивных толщ на территории морского бассейна.

Для наглядной демонстрации сопоставлений электрометрических моделей с данными промысловой геофизики рассматриваемого месторождения приведен пример каротажного материала одной скважины рассматриваемого месторождения (рис. 4).

Седиментологическая модель фации барьерного острова характеризуется постепенным нарастанием активности среды седиментации, а затем ее стабилизацией после выхода бара на поверхность моря и превращения его в острова [4]. Электрометрическая модель барьерного острова представляет собой сложную аномалию, состоящую из двух геометрических фигур: двух треугольников и расположенного над ним четырехугольника (I этап). Аномалия находится в зоне отрицательных отклонений ПС. Кровельная линия — горизонтальная, наклонная; боковая — вертикальная ровная и волнистая. Данное сходство всех отличительных характеристик кривой ПС с электрометрической моделью Муромцева позволяет отнести разрез скважины к прибрежно-морской фации, а именно к фации барьерного острова.

Обобщение материалов керна в комплексе с детальным изучением каротажных диаграмм позволило выявить, что формирование группы пластов бобриковского горизонта происходило в прибрежной части морского бассейна.

Согласно проведенному анализу, формирование песчаных осадков в бобриковское время на исследуемом месторождении осуществлялось путем сноса обломочных частиц, поступающих с суши, вдоль береговых линий и привноса их волнами с более глубоких участков морского дна. Снос материала происходил с северо-восточной части от рассматриваемого месторождения. Наибольшее накопление песчаного материала территории рассматриваемого месторождения в бобриковское время, как это показано на рис. 4, происходило в устьях рек (устьевые бары), вдоль морских берегов в районе выхода волн на мелководье, в зоне их разрушения (вдольбереговые валы, бары) и в зоне выхода волн на берег (пляж).

Отложения характеризуются сложным неоднородным строением, как по площади, так и по разрезу. Продуктивные толщи развиты в северо-восточной и в юго-восточной части месторождения, в виде отдельных песчано-алевролитовых тел, имеющих меридиональное простирание. Литологически породы представлены неравномерным переслаиванием среднезернистых песчаников и известковистых алевролитов.

При изучении распространения различных фаций и прогноза развития песчаных тел на территории месторождения более надежные результаты по седиментации осадков получены при совместном использовании каротажа (данные по ПС скважин) с данными сейсморазведки соседнего месторождения. Недостаточная освещенность керном и отсутствие сейсморазведки 3D на рассматриваемом месторождении не позволяют сделать достоверные выводы о характере осадконакопления бобриковских отложений, поэтому для уточнения анализа в данной работе использована информация с соседнего месторождения. В отложениях бобриковского

горизонта продуктивными являются пласты $C_{бр}$ и $C_{бр-врез}$. В пределах месторождения отмечаются зоны литолого-фациального замещения продуктивного пласта на глинистые уплотненные разности алевролитов. Пласт $C_{бр-врез}$ ограничен по площади и отмечается во врезных частях разреза. Толщина бобриковских отложений изменяется от 3 до 69 м. Увеличение терригенных отложений происходит за счет «эрозионного» вреза, литологически представленного переслаиванием глинистых и алевролитово-песчаных пород, с известковым цементом и изредка с включением углистых сланцев. При анализе карты изопакит, построенной по данным сейсморазведки, выявлено, что на территории месторождения прослеживается русло реки фуркирующего типа, характеризующиеся низкой гидродинамикой вод. Песчаный материал с континентальной аккумулятивной равнины соседнего месторождения поступал в дельту реки, расположенной в северо-западной части от рассматриваемого месторождения (рис. 5).

По данным промысловой геофизики, фациальная характеристика отложений дельтового протока относится к деструктивной эстуариевой дельте, контролируемой приливами и гидродинамикой речной системы. Данный анализ вновь подтверждает, что образование песчано-алевролитовых тел бобриковского горизонта происходило в мелководно-морских условиях под действием течений и волнений.

С целью выявления особенностей формирования бобриковских отложений, на территории месторождения использовано макроописание керна с четырёх скважин (рис. 6). Стоит заметить, что макроописание керна присутствует только в северной части рассматриваемого месторождения. По данным исследований выявлено, что описание

пород соответствует зонам осадконакопления. Скважина №1485 вскрыла отложения барьерного острова. Для данной фации характерен небольшой размер зерен в кровельной части, а также свойственно наличие углистого материала [5]. Три скважины, которые находятся в северо-западной части месторождения, вскрыли отложения устьевых баров. Фация устьевых баров образуется при впадении речных вод в морской бассейн. При выходе из устья поток пресной воды, растекаясь по поверхности соленой морской воды, имеющей большую плотность, теряет скорость и влекомый им терригенный материал задерживается в прибрежной части моря. В условиях «смешивания» пресной воды с морской накапливались пески серого цвета, характеризующиеся значительной примесью углистого вещества. Угли и углистые сланцы являются привнесенным материалом. Серый цвет пород указывает на условие формирования отложений в гумидном климате [7].

Для оценки связанности коллекторов бобриковского горизонта по площади, с целью обоснования ГТМ и дальнейшего бурения, рассмотрена динамика разработки и коллекторские свойства Синеревского месторождения (рис. 7).

Известный факт, что высокие значения коэффициентов открытой пористости приурочены к фациям барьерного острова, так как данные отложения состоят из хорошо сортированного песка и в песчаном теле практически полностью отсутствует глинистый и алевроитовый материал, что обуславливает низкую степень сцементированности пород. Фация вдольберегового бара характеризуется меньшими значениями пористости по сравнению с фацией барьерного острова, так как отложения прибрежного бара состоят в основном из тонкозернистого состава песчаных пород, содержание которых в разрезе вала составляет

60–80%, характеризующиеся пологим наклоном косых слойков, падающих в сторону берега [4]. В целом по залежам изучаемого месторождения коллекторские свойства горных пород в нефтяной части различны. Зоны с низким значением коэффициента пористости (19%) в нефтяной части приурочены к фации вдольберегового бара регрессивного типа (залежь №1). Высокое значение коэффициента пористости (24%) связано с фацией барьерного острова (залежь №2). Следовательно, данная неоднородность связана с фациальной особенностью пород-коллекторов каждой из рассматриваемых залежей. На рис. 7 представлена карта остаточных (подвижных) запасов нефти, на которой хорошо прослеживается неравномерность отборов по площади. Зона максимальных отборов распространена на залежи №2, в силу того, что данная залежь распространена в фации барьерного острова. Благоприятные условия формирования барьерного острова на территории рассматриваемого месторождения, вследствие хорошо отсортированного материала и высокого значения ФЕС, указывает на высокие темпы отбора залежи №2.

Следовательно, рекомендуется проводить ГТМ и разбуривание новых скважин в центральной части барьерного острова, характеризующихся высокопористым и высокопроницаемым песчаником-коллектором.

Экономический расчет

На основании полученных данных были проанализированы 3 варианта разработки месторождения.

Первый вариант рассматривает базовый вариант разработки месторождения на 10 лет, без внедрения методов повышения нефтеотдачи пласта и бурения. Действующий фонд скважин составляют: 9 добывающих и 5 нагнетательных скважин. Для данного

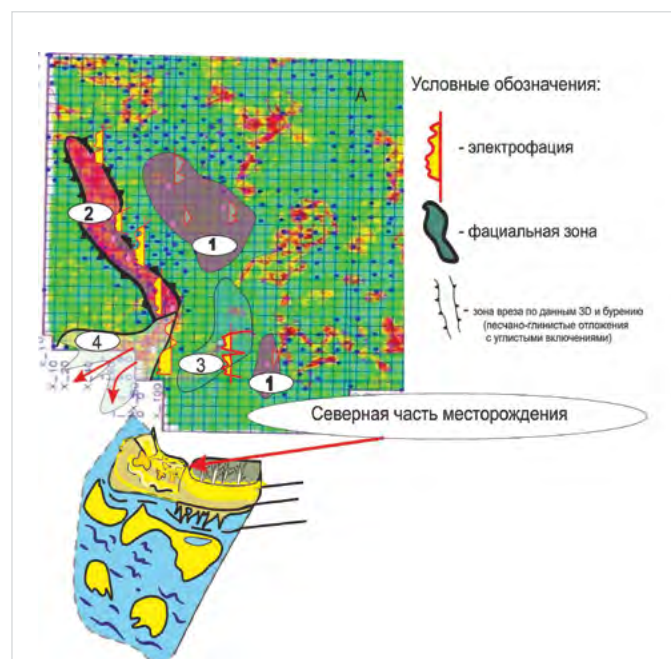


Рис. 5 — Карта фаций на территории соседнего месторождения; 1 — внутренняя, глинистая часть поймы, 2 — русло реки фуркирующего типа, 3 — внешняя (песчаная) часть речной поймы, 4 — русло реки меандрирующего типа, переходящее в дельту
Fig. 5 — Map of facies on the adjacent field; 1 — inner argillaceous floodland, 2 — braided channel, 3 — outer (sandy) floodland, 4 — meandering channel forming a delta

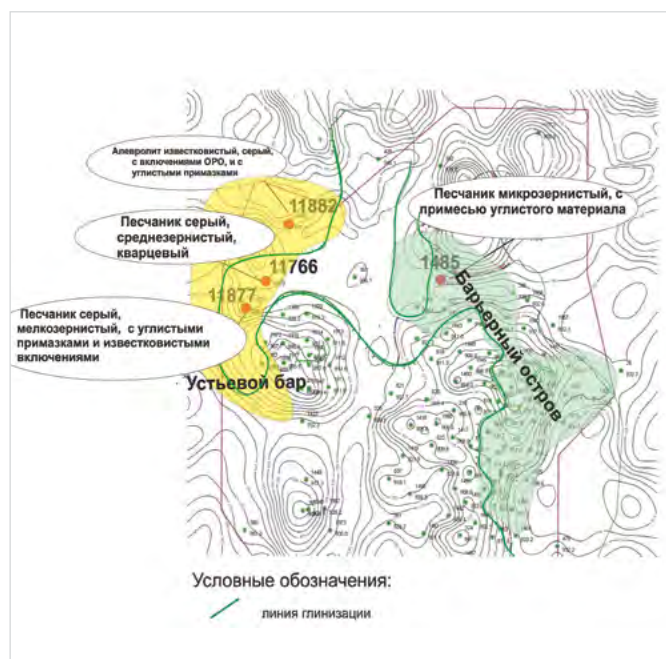


Рис. 6 — Совмещение зон осадконакопления бобриковского времени с макроописанием керна
Fig. 6 — Correlation between sedimentation zones of Bobrikovskian age and core macro-description

Основные технико-экономические показатели	Значения
Добыча нефти, тыс. т	110
Выручка от реализации, млн р.	1551
Капитальные вложения, млн р.	0
Эксплуатационные затраты, млн р.	1043
Чистый дисконтированный доход, млн р.	291
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,37

Таб. 1 — Основные ТЭ показатели, вариант №1
Tab. 1 — Main technical and economic indicator, variant №1

Базовая модель

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Действующий фонд	
			доб.	нагн.
2017	14	24	9	5
2018	13,2	25	9	5
2019	12,4	26	9	5
2020	11,6	27	9	5
2021	10,8	28	9	5
2022	10	29	9	5
2023	9,2	30	9	5
2024	8,4	31	9	5
2025	7,6	32	9	5
2026	6,8	33	9	5
2027	6	34	9	5

Таб. 2 — Базовая модель разработки, вариант №1
Tab. 2 — Basic model of development, variant №1

Основные технико-экономические показатели	Значения
Добыча нефти, тыс. т	203
Выручка от реализации, млн р.	2855
Капитальные вложения, млн р.	41
Эксплуатационные затраты, млн р.	1784
Чистый дисконтированный доход, млн р.	549
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,4
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	16,72
Срок окупаемости, лет	в течение 1 года

Таб. 3 — Основные ТЭ показатели, вариант №2
Tab. 3 — Main technical and economic indicator, variant №2

Бурение 2 скважин МД + 2 ОПЗ

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Действующий фонд	
			доб.	нагн.
2017	14	24	9	5
2018	22	30	11	5
2019	21,3	31	11	5
2020	20,6	32	11	5
2021	19,9	33	11	5
2022	19,2	34	11	5
2023	18,5	35	11	5
2024	17,8	36	11	5
2025	17,1	37	11	5
2026	16,4	38	11	5
2027	15,7	39	11	5

Таб. 4 — Бурение 2 скважин МД+ 2 ОПЗ
Tab. 4 — Drilling 2 wells MD + 2 IPF

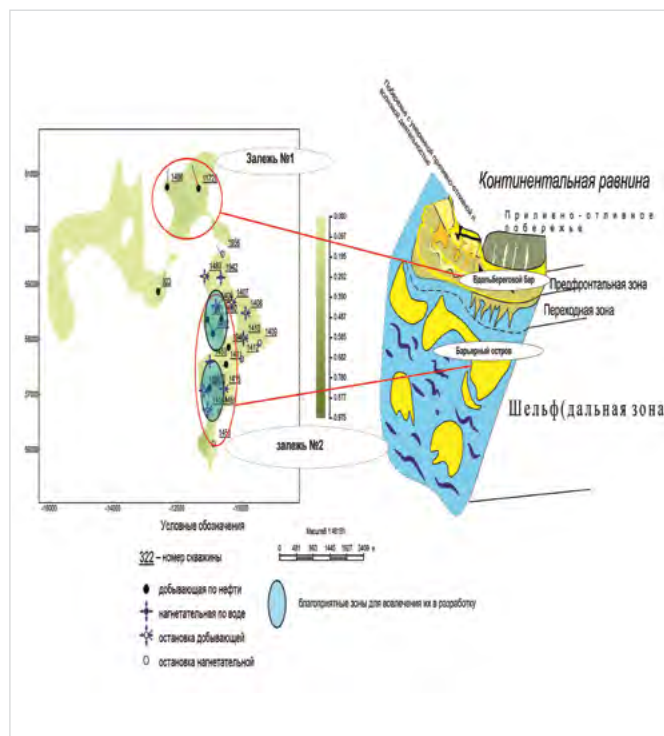


Рис. 7 — Карта остаточных (подвижных) запасов нефти с пространственным распределением песчаных тел на территории месторождения

Fig. 7 — Map of remaining (recoverable) oil reserves with spatial disposition of sandbodies in the field

Основные технико-экономические показатели	Значения
Добыча нефти, тыс. т	189
Выручка от реализации, млн р.	2665
Капитальные вложения, млн р.	0
Эксплуатационные затраты, млн р.	1640
Чистый дисконтированный доход, млн р.	531
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,44
Срок окупаемости, лет	в течение 1 года

Таб. 5 — Основные ТЭ показатели, вариант №3
Tab. 5 — Main technical and economic indicator, variant №3

Проведение ОПЗ на 30 скважинах

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Действующий фонд		ОПЗ, скв.-опер.
			доб.	нагн.	
2017	14	24	9	5	
2018	18,5	26	9	5	6
2019	17,8	27	9	5	
2020	17,2	28	9	5	6
2021	16,5	29	9	5	
2022	17	30	9	5	6
2023	16	31	9	5	
2024	16,5	32	9	5	6
2025	15,3	33	9	5	
2026	15,9	34	9	5	6
2027	14,5	35	9	5	

Таб. 6 — Проведение ОПЗ на 30 скважинах
Tab. 6 — Carrying out an OPF at 30 wells

варианта разработки месторождения характерна падающая добыча по нефти и по жидкости (таб. 1 и 2).

Второй вариант предусматривает бурение двух скважин малого диаметра с проведением двух ОПЗ. Действующий фонд на момент ввода новых скважин: 11 добывающих и 5 нагнетательных скважин (таб. 3 и 4).

Третий вариант предусматривает проведение ОПЗ пласта на 6 скважинах с перерывом в 2 года. Итого, в течение 10 лет планируется провести стимуляцию на 30 скважинах действующего фонда, без осуществления бурения.

Из предложенных вариантов разработки месторождения, самым экономически выгодным является 3 вариант. А именно, проведение ОПЗ пласта на шести скважинах с перерывом в 2 года (таб. 5 и 6).

Итоги

Таким образом, проведенное на рассматриваемой площади локальное исследование по электрометрическим данным с

использованием данных кернового материала отложений бобриковского горизонта и динамики разработки, позволили выделить и закартировать песчаные тела (зоны фаций), а также рассмотреть особенности изменения литологического состава, мощностей и коллекторских свойств слагающих их пород. Кроме того, анализ разработки месторождения с использованием электрометрических моделей В.С. Муромцева позволили выявить благоприятные зоны для вовлечения их в разработку.

Выводы

Данная методика оперативного локального прогнозирования может быть использована на группе месторождений РТ для выявления литологических и структурно-литологических ловушек нефти. Методика позволяет решать вопрос о более эффективном размещении скважин на стадии ГРП, что способствует сокращению затрат на бурение или на применение иных методов исследования для поисков месторождений нефти и газа.

Список литературы

1. Биншток М.М. Геологическое строение неокма Среднего Приобья в связи с поисками литологических залежей нефти. Автореф. дис. канд. г.-м. наук. Тюмень: ТИИ, 1978.
2. Аллювиально-дельтовые системы палеозоя Нижнего Поволжья. Под ред. В. А. Бабадаглы. Саратов: Саратовский ун-т, 1982. 156 с.
3. Алиев М.М., Яриков Г.М., Хачатрян Р.О. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1975. 262 с.
4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел-литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
5. Ежова А.В. Практическая литология: учебное пособие. Томск: ТПУ, 2002. 231 с.
6. Сунгатуллина Г.М. Практические занятия по исторической геологии. Казань: Казанский государственный университет, 2004. 72 с.

Use of lithofacies analysis in geomodeling of Bobrikovskian formation in Sirenevskoye oilfield

UDC 551.262

Authors:

Rais S. Khisamov — chief geologist – deputy general director¹; khisamov@tatneft.ru

Albert F. Safarov — sector leader of the geological modeling of estimation of the oil and gas²; safarov@tatnipi.ru

Almaz M. Kalimullin — engineer²; kalimullinAM@tatnipi.ru

¹Tatneft PAO, Almet'yevsk, Russian Federation

²Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft), Bugulma, Russian Federation

Abstract

Most oilfields in the Republic of Tatarstan are currently nearly depleted. Assets of each oil and gas production facility include wells which are considered noncommercial due to complex geology and low reserves. Preparation of reserves and their development is a current challenge for geologists. This paper addresses application of conceptual geologic model of Bobrikovskian formation in Sirenevskoye oilfield to estimate reserves and further evaluate hydrodynamic model. Recreation of depositional environment has been achieved through lithofacies analysis.

Materials and methods

Well log interpretation, development database, Pascal programming language.

Results

Thus, the survey of the given area, based on electrometric data, Bobrikovskian formation core analysis data and field development performance has made it possible to define and map sandbodies (facies zones) and study the pattern of lithological changes as well as thickness and properties of reservoir rocks. Furthermore, analysis of the field development through electrometric models suggested by V. Muromtsev has enabled to reveal favorable areas, which may contribute to production.

Conclusions

Such technique of prompt local forecasting may be applied to a cluster of fields in the Republic of Tatarstan to determine lithological and deformational oil traps. This approach provides for more efficient well spacing at the exploration stage, which helps to reduce drilling costs or other expenses associated with application of different survey methods for petroleum exploration.

Keywords

structural facies analysis, electric facies analysis, geologic model, reserves estimation, terrigenous formation, facies, sedimentary environment

References

1. Binshtok M.M. *Geologicheskoe stroenie neokoma Srednego Priob'ya v svyazi s poiskami litologicheskikh zalezhey nefi* [Geological structure of the Neocomian of the Middle Ob region in connection with the search for lithological oil reservoir]. Abstract of candidate of geological and mineralogical sciences. Tyumen: TII, 1978.
2. *Allyuvial'no-del'tovyye sistemy paleozoya Nizhnego Povolzh'ya* [Alluvial-delta systems of the Paleozoic of the Lower Volga region]. Ed. by V.A. Babadagly. Saratov: Saratov University, 1982, 260 p.
3. Aliiev M.M., Yarikov G.M., Khachatryan R.O. *Kamennougol'nye otlozheniya Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii* [Carboniferous deposits of the Volga-Ural oil and gas province]. Moscow: Nedra, 1975, 262 p.
4. Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel-litologicheskikh lovushek nefi i gaza* [Electrometric geology of sand bodies -lithological traps of oil and gas]. Leningrad: Nedra, 1984, 147p.
5. Ezhova A.V. *Prakticheskaya litologiya: uchebnoe posobie* [Practical lithology]. Textbook. Tomsk: TPU, 2002, 231 p.
6. Sungatullina G.M. *Prakticheskie zanyatiya po istoricheskoy geologii* [Practical classes of historical geology]. Kazan: Kazan State University, 2004, 72 p.