

УДК 622.14 + 622.276

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ДОРАЗВЕДКИ МНОГОПЛАСТОВОГО
ЮЖНО-УДМУРТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ
УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
И ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ РАЗРАБОТКА
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ**

**EVALUATION OF THE PERSPECTIVES
OF ADDITIONAL EXPLORATION
OF THE MULTI-LAYERED YUZHNO-UDMURTSKOYE FIELD
ON THE BASIS OF THE UPDATE OF THE GEOLOGICAL MODEL
AND THE EXPERIMENTAL AND INDUSTRIAL DEVELOPMENT
OF OPERATIONAL OBJECTS**

Теплюк Андрей Михайлович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
andrey.1995.teplyuk@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается доизучение многопластового Южно-Удмуртского месторождения на основе уточнения геологической модели с усовершенствованием технологических процессов на всех этапах эксплуатации залежей нефти, с использованием мирового опыта и современных технологий разработки месторождений, строительства, бурения и эксплуатации скважин. Решались задачи уточнения геологических моделей залежей Южно-Удмуртского месторождения, определения фациального состава пород продуктивных горизонтов по данным фациального анализа, проведённого с помощью генетических картотажных моделей фаций (по кривым ПС и ГК). Определены максимальные уровни добычи нефти, жидкости и растворённого газа по геологической модели. Выполнен экономический анализ проектных решений по бурению дополнительной разведочной скважины, обоснован выбор рекомендуемого варианта пробной эксплуатации и представлена программа доразведки всего месторождения и дополнительных комплексных исследований по доизучению продуктивных пластов с целью пересчёта запасов УВ и создания новой геолого-технологической модели. Предложенная в статье программа работ, возможно, позволит правильно оценить добывные возможности Южно-Удмуртского месторождения.

Ключевые слова: изучение геологических особенностей залежей нефти; характеристика литологического состава; фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложе-

Teplyuk Andrei Mikhailovich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
andrey.1995.teplyuk@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article examines the study of the multi-layered Yuzhno-Udmurtskoye field on the basis of refinement of the geological model with the improvement of technological processes at all stages of exploitation of oil deposits, using world experience and modern technologies for field development, construction, drilling and operation of wells. The tasks were to clarify the geological models of the deposits of the Yuzhno-Udmurtskoye field, to determine the facial composition of the productive horizon rocks from the data of facies analysis carried out with the help of genetic logging facies models (along the curves of the spontaneous polarization and gamma ray logging). The maximum levels of oil, liquid and dissolved gas extraction by the geological model are determined. An economic analysis of design solutions for the drilling of an additional exploratory well was made, the choice of the recommended trial operation option was justified, and the program for additional exploration of the entire field and additional comprehensive studies on the reservoir recovery studies to recalculate hydrocarbon reserves and create a new geological and technological model was presented. The proposed program of work, perhaps, will allow to correctly estimate the mining potential of the Yuzhno-Udmurtskoye field.

Keywords: study of the geological features of oil deposits; characteristics of lithological composition; filtration-capacitive properties of productive depo-

ний; геофизические исследования скважин; гидродинамические исследования скважин; фациальный состав коллекторских пластов; каротажные генетические модели фаций.

sits; well logging; hydrodynamic studies of wells; facies composition of reservoir layers; logging genetic models of facies.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Южно-Удмуртское нефтяное месторождение расположено на территории Пуровского района на границе Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов Тюменской области. Месторождение находится на значительном расстоянии от базовых населённых пунктов в 250 км к востоку от г. Ноябрьска и в 165 км от п. Вынгапуровский.

Месторождение приурочено к одноимённому локальному поднятию, осложняющему южную часть Удмуртского структурного мыса. Месторождение имеет небольшие размеры 6,5×8,0 км, с северо-востока осложнено тектоническим нарушением и недоизучено.

Нефтеперспективная структура на Южно-Удмуртском участке была выявлена в результате сейсморазведочных работ в 1990 году ПГО «Ямалгеофизика». Было околтурено и подготовлено к бурению Южно-Удмуртское локальное поднятие. Закартирована зона выклинивания пласта Ю₁^а. В своде Удмуртского вала выявлены участки возможного развития структурно-тектонических ловушек.

Южно-Удмуртское месторождение открыто в 1992 году скважиной № 708Р, пробуренной в присводовой части одноименного локального поднятия. На месторождении пробурены 3 скважины. Глубоким бурением изучены среднеюрские, меловые, палеоген-четвертичные отложения в интервале глубин 0–3100 м. Промышленная нефтеносность установлена в песчаных телах верхней части сиговской свиты (аналог васюганской) верхней юры (пласт Ю₁^а), глубина 2766–2771 м, и в нижней части усть-тазовской серии (пласт БП₂₂²), глубина 2719–2726 м. С учётом продуктивных характеристик, полученных в результате проведённых испытаний, на месторождении выделены два подсчётных объекта: залежь в пласте Ю₁^а и залежь в пласте БП₂₂².

Таким образом, сиговская свита и нижняя часть усть-тазовской серии являются базисными объектами разведки залежи и добычи нефти на Южно-Удмуртском месторождении.

Южно-Удмуртское месторождение характеризуется как сложнопостроенное. Выявленные залежи имеют сложное строение и, кроме структурного плана, контролируются литологическим и тектоническим факторами.

По состоянию на 01.01.2017 г. на балансе РГФ по месторождению числятся начальные запасы:

- по промышленной категории С₁: геологические – 1141 тыс. тонн, извлекаемые – 254 тыс. тонн;
- предварительно-оценённые С₂: геологические – 6418 тыс. тонн, извлекаемые – 896 тыс. тонн.

Всего по месторождению запасы нефти составляют: геологические – 7559 тыс. тонн, извлекаемые – 1150 тыс. тонн.

Изучение геологических особенностей залежей нефти

в баженовской (сиговской) свите верхней юры (Ю₁^а)

и нижней части ачимовского комплекса усть-тазовской серии (БП₂₂²)

на Южно-Удмуртском нефтяном месторождении

Характеристика литологического состава и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений и пород-покрышек

Ввиду недостаточности материалов или их полного отсутствия для представления фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов месторождения были использованы результаты исследований и экспериментов, на близлежащих Ярай-

нерском, Холмистом и Харампурском месторождениях, а также материалы переинтерпретации материалов ГИС и ГДИ скважины № 708Р Южно-Удмуртского месторождения.

Совокупность данных, полученных по результатам геофизических, гидродинамических исследований и анализов керна, позволило составить представление о литологическом строении, петрофизических и фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов Южно-Удмуртского месторождения.

Обоснование правильности привлечения материалов фильтрационно-емкостных свойств по соседним площадям

Возникают случаи, когда в малоизученном районе на новом месторождении не хватает данных по петрофизике и испытаниям продуктивных коллекторов и приходится использовать, например, петрофизические зависимости по коллекторам соседних месторождений, которые являются достаточно представительными и прошли апробацию при оценке коллекторов, в том числе и для подсчёта запасов.

В настоящий момент такое привлечение данных «старых» месторождений для изучения «новых» продуктивных коллекторов соседних месторождений производится с большой долей субъективности. Для более обоснованного решения этой проблемы необходима разработка системы критериев для достоверного выбора аналога коллекторов.

К таким критериям можно отнести следующее:

- 1) петрофизические свойства;
- 2) каротажная характеристика;
- 3) литологическая характеристика коллекторов;
- 4) комплексная оценка пород-покрышек (глинистых, плотностных);
- 5) характеристика пластовых флюидов, в том числе по данным ИПТ и ОПК;
- 6) сейсмические характеристики районов работ;
- 7) геологические особенности районов работ.

К вспомогательным критериям следует отнести территориальную близость сравниваемых месторождений.

Таким образом, чтобы обосновать (найти) аналог коллектора для малоизученного месторождения (когда базовые петрофизические зависимости не обеспечены достаточным количеством измерений на кернах) приходится исследовать и сравнивать значительный объём информации по сравниваемым месторождениям в соответствии с вышеуказанным перечнем геолого-геофизических свойств разреза.

Другого рода трудности возникают непосредственно при определении степени близости сравниваемых параметров или свойств исследуемых коллекторов (разрезов). Для тех свойств и параметров, которые бывают только описаны, их близость устанавливается с позиции «здравого смысла», когда суждения о сходстве принимаются во многом в зависимости от опыта и даже геологической интуиции интерпретатора. При этом получают ответы типа: «да» – «нет». Это больше относится к геологическим свойствам, сейсмическим и литологическим характеристикам сравниваемых объектов.

Для сравнения количественных параметров также используется их простое сопоставление, но в некоторых случаях применяют корреляционный анализ. Очевидно, что различие в величинах параметров сравниваемых коллекторов, не превышающее 20–30 %, как правило, является тем пределом, который свидетельствует о положительном суждении о наличии в качестве аналога, выбранного для сравнения коллектора. Конечно, по близости лишь одного какого-либо параметра сравниваемых коллекторов нельзя принимать суждение о наличии искомого аналога. На практике приходится устанавливать достаточную близость относительно друг друга комплекса (комбинации) параметров и свойств сравниваемых коллекторов различных месторождений.

Охарактеризованность пластов по данным ГИС, ГДИ и лабораторных исследований керна

Сразу же следует оговориться, что комплекс геофизических исследований, проведённый в скважине № 708Р, неполный. Результаты исследований были подвергнуты повторной обработке и переинтерпретации с использованием зависимостей, полученных по соседним месторождениям.

Выделение коллекторов выполнено по общепринятой методике по прямым качественным и косвенным признакам с использованием всего имеющегося комплекса ГИС. По микрозондам, каверномеру, ПС, ГК выделялись коллекторы, границы которых уточнялись по фокусированным методам.

Определение коэффициента пористости проводилось по обобщённой зависимости $K_n(\alpha_{nc})$ от абсолютной глубины на основе скорректированной по ядру зависимости $K_n(H_{a.o.})$.

Используя зависимость $K_n = f(\alpha_{nc})$, в результате экстраполяции линий связи в область чистых коллекторов ($\alpha_{nc} = 1$) и область граничного значения коллектора ($\alpha_{nc} = 0,3$) были получены значения минимальной (K_n^{\min}) и максимальной (K_n^{\max}) пористости и установлен диапазон изменения её с глубиной:

$$K_n^{\max} = 5,1512 \cdot X^6 - 71,902 \cdot X^5 + 408,81 \cdot X^4 - 1208,0 \cdot X^3 + 1952,4 \cdot X_2 - 1643,1 \cdot X + 597,09, \quad (1)$$

где $X = H_{a.o.} / 100$;

$$K_n^{\min} = 18,77 + 12,45 \cdot X - 9,82 \cdot X^2 + 1,66 \cdot X^3. \quad (2)$$

Следовательно:

$$K_n = K_n^{\min} + (K_n^{\max} - K_n^{\min}) \cdot (\alpha_{nc} - 0,3) / 0,7. \quad (3)$$

Таким образом, несмотря на литологическое различие пород (глинистые породы, песчаники и алевролиты) и условия их залегания, эта формула позволяет учесть закон необратимого изменения пористости с глубиной.

Для определения нефтегазонасыщенности были использованы обобщенные стандартные зависимости $P_n(K_n)$ и $P_n(K_e)$, используемые при расчёте подсчётных параметров на Харампурском месторождении.

По материалам переинтерпретации данных ГИС и ГДИ скважины № 708Р Южно-Удмуртского месторождения продуктивные пласты БП₂₂² – ачимовской толщи и Ю₁^а – верхней юры характеризуются ухудшенными коллекторскими свойствами. По пласту БП₂₂² средняя пористость составила 19 %, проницаемость (по ГДИ) – 9,5 мД. В юрском пласте пористость и проницаемость (по ГДИ) составляют, соответственно, 15,7 % и 9,6 мД. Коэффициент удельной продуктивности по пласту БП₂₂² составил 0,054 м³/сут·м·атм., по пласту Ю₁^а – 0,0611 м³/сут·м·атм. Коэффициент гидропроводности – 10,7 Д·см/сПз (пласт БП₂₂²) и 3,3 Д·см/сПз (пласт Ю₁^а). Залежи нефти пластов Южно-Удмуртского месторождения недонасыщены, коэффициент нефтенасыщенности по пласту БП₂₂² составил 57 %, по Ю₁^а – 56 %.

Известно, что на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов оказывают влияние различные факторы, такие, как гранулометрический и минералогический состав горных пород, структура порового пространства и другие. Как свидетельствуют данные лабораторных исследований ядра, эти свойства довольно подробно изучены на соседних Ярайнерском (отложения ачимовской толщи) и Холмистом (юрские отложения) месторождениях.

Породы ачимовской толщи представлены песчаниками серыми, мелкозернистыми, полимиктовыми. Основными породообразующими минералами являются кварц (22,8–41,9 %) и полевые шпаты (42,3–47,9 %), второстепенными – обломки горных пород (11,3–19,1 %) и слюды (1,8–10,2 %). Размер обломков варьирует от 0,02 до 0,32 мм, при доминирующем содержании мелкопесчаной фракции (0,25–0,10) 63,9 %. Основным глинистым материалом цемента является хлорит. Система открытых пор име-

ет сложные неизометрические формы, поры часто оказываются изолированными вследствие блокирования уплотнившимися зернами пластичных пород, гидратированных слюд, глинистыми материалами. Решающее влияние на снижение степени сообщаемости поровых каналов и падение проницаемости оказывает повышенное содержание алевритовых и глинистых частиц, заполняющих поровое пространство. На фильтрационных свойствах отрицательно сказывается наличие микролинз алевролитов.

Юрские пласты представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, глин с прослоями и линзами преимущественно карбонатных пород с включениями углистого и слюдистого материала. Цемент коллекторов глинистый, содержание каолинита в нём достигает 32 %. Невысокая пористость, плохая отсортированность обломочного материала, повышенное содержание глин обуславливает невысокие фильтрационно-емкостные свойства основной части пород пласта.

Яновстановская (баженовская) свита представлена в кровельной части битуминозными аргиллитами толщиной 5–8 м тёмно-серыми, иногда почти чёрными, крепкими, тонкоотмученными, грубоплитчатыми, с землистым изломом; алевролиты серые, участками известковистые, мелкозернистые с тонкой волнистой слоистостью за счёт углистого детрита. С кровельной частью свиты связан отражающий горизонт «Б» (киммеридж-волжский ярусы).

Свита является флюидоупором (покрышкой) для верхнеюрских отложений Ю₁^а. Мощность свиты в среднем составляет 22–46 м.

Усть-тазовская серия объединяет мощную толщу валанжин-готерив-баррем-апт-альб-сеноманских отложений, представленных континентальными и прибрежно-морскими осадками.

Нижняя часть свиты, представлена тёмно-серыми глинами, участками коричнево-серыми, в разной степени алевритистыми или песчанистыми, нередко комковатыми, в нижней части разреза более аргиллитоподобными, с волнистой, косою и линзовидной слоистостью, так же породы насыщены растительным детритом. Встречаются маломощные прослои крепких известковистых песчаников. Эта часть свиты образует неплохой флюидоупор для отложений пласта БП₂₂², который является продуктивным.

Для оценки фильтрационно-емкостных параметров предварительно было проведено подразделение всех изучавшихся образцов керна на представительные и не-представительные. К последней категории отнесены образцы со значениями пористости и проницаемости ниже значений нижних пределов коллекторских параметров для продуктивных пластов Ноябрьского региона (13 % по пористости и 1 мД по проницаемости).

В результате обработки данных лабораторных исследований средняя пористость и проницаемость по ачимовским пластам составила 19,1 % и 20,8 мД соответственно. По юрским отложениям пористость составила 15,2 %, проницаемость – 6,2 мД.

Таким образом, обобщая результаты исследований, можно сделать следующий вывод:

1. Геофизические и лабораторные исследования керна, характеризующие ФЕС пласта Ю₁^а, сопоставимы с данными ГДИ, чего нельзя сказать о пласте БП₂₂². Результаты ГДИ, полученные при опробовании пласта БП₂₂² в скважине № 708Р, более чем корректны, т.к. они согласуются с результатами региональных исследований отложений ачимовской толщи месторождений Ноябрьского региона (Ярайнерское, Вынгайинское, Вынгапуровское, Северо-Пямалияхское, Восточно-Пякутинское и др. месторождения).

2. Данные исследований ФЕС свидетельствуют об ухудшенных (низких) коллекторских свойствах продуктивных пластов БП₂₂² и Ю₁^а.

Фациальный состав коллекторских пластов и пород-покрышек продуктивных горизонтов по ГИС

Одним из наиболее важных факторов, обеспечивающих успех выделения песчаных тел – ловушек нефти и газа и установления их генезиса, является расчленение разреза продуктивных толщ и их детальная корреляция. Как правило, продуктивные

отложения, сложенные терригенными породами, не всегда содержат определенных остатков флоры и фауны, позволяющих проводить надёжное сопоставление разрезов, а ограниченный вынос керна в скважинах зачастую лишает возможности вообще применять палеонтологические методы для увязки продуктивных горизонтов между собой в пределах отдельных месторождений.

Региональные стратиграфические схемы, разработанные в пределах нефтегазоносных бассейнов, где основными стратиграфическими единицами, выделяемыми на основании изучения остатков фауны и флоры, являются ярусы, свиты, подсвиты и толщи, могут служить лишь, исходными пунктами для разработки более подробных локальных схем, в основу которых чаще всего бывают положены только литологические принципы корреляции. Эти схемы, охватывающие относительно небольшие интервалы разрезов (литологические пачки, ритмы, продуктивные горизонты), приобретают исключительно важное значение при поисках залежей нефти и газа в ловушках, связанных с выклиниванием песчаных пластов-коллекторов. Наиболее сложным и трудоёмким процессом является разработка таких схем для фациально невыдержанных отложений континентального, прибрежно-морского и дельтового генезиса, лишённых маркирующих горизонтов, в том числе и фаунистических. В этих случаях основным методом, позволяющим производить сопоставление разрезов продуктивных отложений, является выделение ритмов (циклитов) и их корреляция в пределах изучаемой площади. После этого внутри интервалов разреза откоррелированных циклитов сопоставляются однотипные литофации, определённые с помощью фациального анализа с использованием каротажных моделей фаций (главным образом электрометрических, но часто и по кривой гамма-каротажа). На последнем этапе проводится корреляция отдельных литотипов пород, находящихся в составе однотипных литофаций.

Теоретические представления по использованию каротажных генетических моделей фаций для целей фациального анализа терригенных отложений

При изучении фациальной природы песчаных тел методами ГИС наибольшей информативностью обладает метод потенциалов собственной поляризации (СП), однако могут использоваться и другие виды каротажа, такие как гамма-каротаж (ГК), метод кажущегося сопротивления (КС), нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтронный каротаж (НК), акустический (АК), гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГК-П) и другие.

Основным требованием применения метода ГИС для изучения песчаных пластов с помощью качественных каротажных генетических моделей терригенных фаций является связь формы каротажной кривой с изменением гранулометрического состава обломочного материала, пористости и содержание в породе глинистых частиц. При фациальной интерпретации материалов ГИС необходимо оценивать влияние на форму каротажных кривых не только седиментологических (гранулометрического состава, пористости, глинистости), но и мешающих факторов, к которым относятся:

- влияние минерализации пластовых вод;
- химического состава бурового раствора;
- характера проникновения фильтра промывочной жидкости в пласт;
- соотношение диаметра скважины и мощности пласта;
- присутствия в прискважинной зоне пласта остаточной нефти;
- аппаратных погрешностей и др.

Если влияние мешающих факторов велико, то геофизик (геолог) должен решить вопрос о целесообразности использования каротажной кривой для целей фациального анализа.

Электрометрические модели фаций представляют собой определённой формы аномалии кривой ПС, образованные рядом элементов (знак отклонения кривой ПС, кровельная, боковая, подошвенная линии, ширина аномалии и т.д.) Каждый такой элемент выполняет ту же функцию, что и первоначальные признаки при установлении генезиса осадка по естественным обнажениям скважин.

На рисунке 1 приведены качественные генетические каротажные модели терригенных фаций, для песчаных тел потокового (а), барового (б) происхождения и пляже-

вых отмелей (в). Отметим, что каждому типу фаций присущи только ей свойственные гидродинамическая активность водного потока и последовательность смены палеогидродинамических режимов во времени.

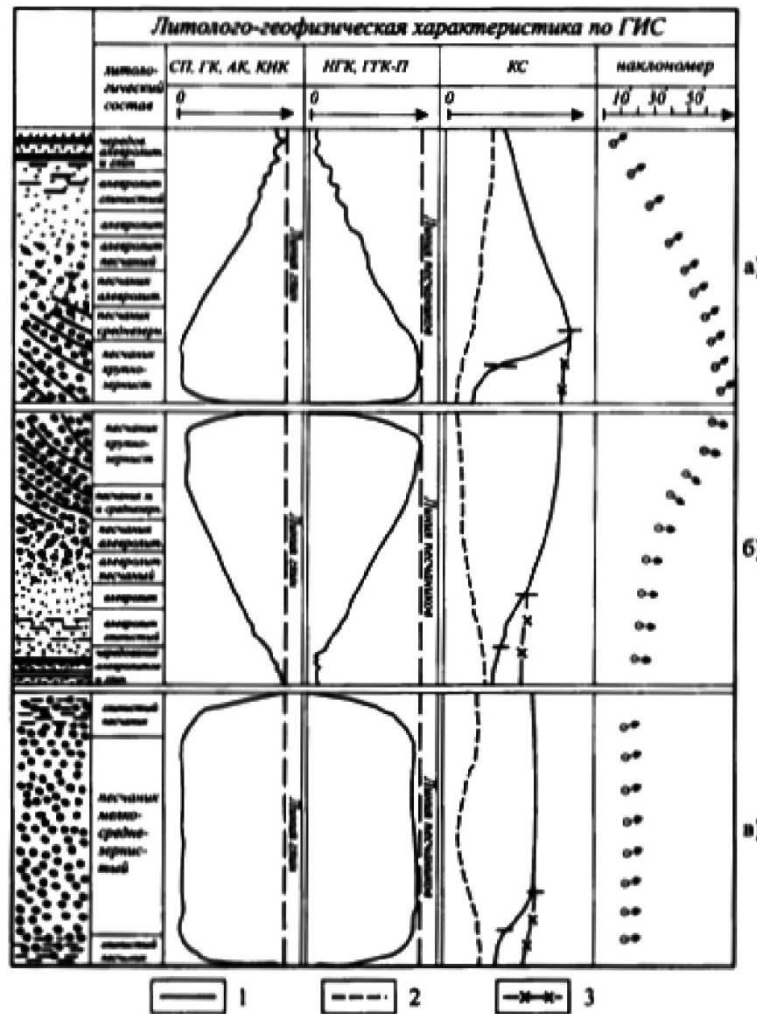


Рисунок 1 – Качественные каротажные генетические модели терригенных фаций для пластов потокового (а), барового генезиса (б) и пляжевых отмелей (в):
 1 – кривые КС для нефтенасыщенного пласта при наличии переходной зоны ВНК;
 2 – кривые КС для водонасыщенного пласта;
 3 – кривые КС нефтенасыщенного пласта без переходной зоны ВНК

Кроме того, нами для сравнения использовались каротажные генетические модели фаций, обоснование некоторых типов фаций которых состоит в следующем.

Фация песков разливов

Электрометрическая модель фации песков разливов представляет собой группу аномалий, каждая из которых обладает небольшой шириной и имеет вид треугольника, расположенного в зоне значений $\delta_{пс}$, равных 0,5–0,4.

Кровельная линия, наклонная; подошвенная горизонтальная, прямая; наибольшие отрицательные отклонения кривой ПС отмечаются в нижней части аномалии. Для этой фации, так же как для всех речных отложений, характерно расположение более крупнозернистых осадков в нижней части песчаного тела. Вверх по разрезу размерность обломочных частиц несколько уменьшается.

При трансгрессивном залегании отложения этой фации перекрываются осадками внутренней части поймы, в случае регрессивного залегания – фациями береговых валов и русловыми отложениями меандрирующих рек либо вообще – уничтожаются. Появление электрометрических моделей этих фаций служит прямым признаком, ука-

зывают на скорое выклинивание песчаных осадков и замещение их глинистыми породами. По типу электрометрической модели эта фация имеет наибольшее сходство с фацией береговых валов, от которой отличается меньшей шириной отрицательных аномалий, меньшими значениями $\alpha_{пс}$, характерным групповым развитием и положением в генетическом ряду фаций. От вдольбереговых регрессивных баров, береговых валов и гребней штормовых волн модель этой фации отличается резко выраженной горизонтальной подошвенной линией, меньшими значениями $\delta_{пс}$ и иным сочетанием моделей покрывающих и подстилающих фаций.

Песчаные тела фации песков разливов в поперечном сечении представляют собой линзообразно-вогнутые резко асимметричные образования, у которых ширина во много раз превышает их мощность. Так, мощность их чаще всего равняется 1–3 м, а ширина достигает нескольких сотен метров. Верхняя и нижняя границы резкие, без следов размыва. В продольном сечении это пологие линзообразно-выпуклые образования протяжённостью в сотни и тысячи метров. Занимаемые этими телами площади (от единиц до десятков квадратных километров) имеют овальные очертания, располагаясь вдоль русла реки. Песчаные тела образованы мелкозернистыми глинистыми песками и тонко-косослоистыми алевритами. Падение косых слоёв веерообразное по отношению к береговой линии (седиментационному простиранию).

Фация береговых валов

Осадки этой фации ограничивают внешний край речной поймы, отделяя её от русловых отложений. Электрометрическая модель берегового вала представляет собой вытянутый прямоугольный треугольник, образованный наклонной кровельной, зубчатой или рассечённой, и прямой горизонтальной подошвенной линиями и располагающийся своим острым углом в зоне отрицательных отклонений ПС. Максимальное значение $\delta_{пс}$, достигающее 0,6–0,5, приурочено к нижней части аномалии. С уменьшением динамической активности водной среды количество глинистого материала вверх по разрезу увеличивается. Ширина отдельных аномалий невелика (5–8 м), но для сложнопостроенных песчаных тел она может увеличиваться до 10–30 м и более.

Береговые валы при трансгрессии покрываются отложениями фации песков разливов или глинистыми осадками поймы. При регрессии они залегают на песках русловой отмели и настолько тесно с ними связаны, что их можно различить с большим трудом.

Отложения береговых валов крупных рек представлены мелкозернистыми песками. Наиболее грубые разности, приуроченные к нижней части вала, формировались в относительно высоких гидродинамических условиях. Подошва вала резкая, горизонтальная, без следов размыва, верхняя поверхность выпуклая. Электрометрическая модель береговых валов наиболее сходна с моделью фации песков разливов и отличается от неё несколько большей шириной аномалии и большими значениями $\alpha_{пс}$.

От электрометрических моделей фаций морских пляжей и прибрежных валов она отличается наличием горизонтальной подошвенной линии и меньшими значениями $\alpha_{пс}$. Кроме того, описываемая электрометрическая модель никогда не встречается в сочетании с моделями морских фаций. Поперечное сечение песчаного тела, образованного береговым валом, линзовидно-выпуклое асимметричное односторонне зубчатое, ширина его измеряется десятками метров. В продольном сечении оно пластообразно-выпуклое. Протяжённость валов вдоль русел колеблется в широких пределах – от сотен до тысяч метров.

В плане это узкие, линейно вытянутые, редко овальных очертаний песчаные тела, занимающие площадь до десятков квадратных километров. Пески, слагающие береговые валы, косослоистые, падение косых слоёв перпендикулярно к направлению русла реки и параллельно седиментационному простиранию. Органические остатки в песках отсутствуют.

Фация пляжа

Пляжи формируются на морском берегу в защищённых заливах и бухтах вдоль низких прибрежных равнин, полого наклонённых (5–10°) в сторону моря. Чем круче склон, тем грубее обломочный материал пляжа. Отложения пляжей в ископаемом со-

стоянии слабо изучены, в связи с этим и электрометрическая модель этой фации нуждается в уточнении. По нашим данным, она представляет собой два слившихся прямоугольных треугольника, остроугольные вершины которых располагаются в зоне отрицательных отклонений ПС. Значение $\delta_{лс}$ достигает 0,1–0,8, кровельная линия горизонтальная, осложнена зубчатостью; боковая линия отсутствует; подошвенная наклонная зубчатая, иногда рассечена. Ширина аномалий чаще всего 5–10 м. Наибольшее отрицательное отклонение кривой отмечается в верхней части аномалии.

Энергетический уровень среды формирования этих осадков очень высокий. Гидродинамическая активность в период образования песчаного тела носила прерывистый характер, всегда увеличиваясь в конечных стадиях его отложения. При трансгрессивном залегании пляжевые пески перекрываются отложениями забаровых лагун и баров, при регрессивном – аллювиальными отложениями. Если же песчаные пляжи в течение длительного времени подвергались деятельности ветра, то они могли быть в какой-то своей части переработаны и покрыты дюнами. Электрометрическая модель фации пляжей имеет сходство с моделью вдольбереговых регрессивных баров, от которой отличается главным образом меньшей шириной аномалии и иным набором перекрывающихся фаций.

В поперечном сечении песчаные тела пляжей имеют линзообразно-вогнутую асимметричную форму. Ширина их составляет десятки и сотни метров. В продольном направлении песчаные тела имеют линзообразно-вогнутое, чаще симметричное сечение и простираются вдоль берега на десятки и сотни километров. Занимаемая площадь достигает десятков и сотен квадратных километров, представляя собой в плане линейно вытянутые полосы. Отложения пляжей, представленные хорошо окатанными, отсортированными песками, гравием или галькой, могут содержать в большом количестве как целые, так и битые раковины. Пески косослоистые, слоистость расположена перпендикулярно к седиментационному простиранию.

Результаты фацеального анализа продуктивных отложений по данным ГИС

Исследовав материалы ГИС всех скважин №№ 705Р, 708Р, 42 и 706Р, пробуренных на Южно-Удмуртской площади, были получены следующие результаты изучения фацеального состава продуктивного разреза скважин по каротажным моделям фаций (таблица 1). БГ₂₂²

Таблица 1 – Результаты фацеального анализа отложений продуктивного разреза по скважинам Южно-Удмуртского месторождения

№ скважины	Границы пластов	Фацеальный состав по каротажным генетическим моделям фаций (ПС, ГК)
1	2	3
705Р	2713–2741	Глина
	2741–2762	Песчаник пляжевый
	2762–2772 (БГ ₂₂ ²)	Песчаник баровый
	2772–2782	Глины
	2782–2792	Песчаник баровый
	2792–2837	Глины
	2837–2842 (Ю ₁ ^а)	Песчаник баровый
	2842–2848	Глины
	2848–2863	Песчаник глинистый приливной равнины
	2863–2895	Глины
	2895–2901	Песчаник пляжевый
	2901–2915	Песчаник глинистый приливной равнины
2915–2921	Песчаник русловый	

Продолжение таблицы 1

1	2	3
708P	2693–2705	Глины
	2705–2719	Песчаник пляжевый
	2719–2729 (БП ₂₂ ²)	Песчаник баровый
	2729–2733	Глины
	2733–2736	Песчаник баровый
	2736–2765	Глины
	2765–2773 (Ю ₁ ^a)	Песчаник баровый
	2773–2778	Глины
	2778–2787	Песчаник глинистый приливной равнины
	2787–2823	Глины
	2823–2827	Песчаник русловый
	2827–2847	Песчаник глинистый приливной равнины
	2847–2851	Песчаник русловый
42	2782–2796	Глины
	2796–2812	Песчаник пляжевый
	2812–2820 (БП ₂₂ ²)	Песчаник баровый
	2820–2825	Глины
	2825–2827	Песчаник баровый
	2827–2854	Глины
	2854–2864 (Ю ₁ ^a)	Песчаник баровый
	2864–2868	Глины
	2868–2878	Песчаник пляжевый
	2878–2915	Глины
	2915–2920	Песчаник русловый
	2920–2936	Песчаник глинистый приливной равнины
2936–2943	Песчаник русловый	
706P	2736–2743	Глины
	2743–2757	Песчаник баровый
	2757–2764 (БП ₂₂ ²)	Песчаник пляжевый
	2764–2766	Глины
	2766–2768	Песчаник баровый
	2768–2814	Глины
	2814–2823 (Ю ₁ ^a)	Песчаник пляжевый
	2823–2827	Глины
	2827–2841	Песчаник пляжевый
	2841–2868	Глины
	2868–2873	Песчаник русловый
	2873–2886	Песчаник глинистый приливной равнины
2886–2893	Песчаник русловый	

Так, в скважине № 705P выделяются фации береговых валов и фации песков разливов, которые разделяются между собой прослоями глинистых пород. В продуктивном разрезе скважины № 708P также прослеживаются фации береговых валов и фации песков разливов, которые, в свою очередь, переслаиваются с глинами. В скважине № 42, которая является пробно-эксплуатационной, выделяются фация береговых

валов, фация пляжей и фация песков разливов. В разведочной скважине № 706Р в интервале продуктивных горизонтов фации относятся к фациям береговых валов, пляжей и песков разливов.

На рисунке 2 показан геологический профиль с фациями по линии скважин №№ 705Р, 708Р, 42 и 706Р.

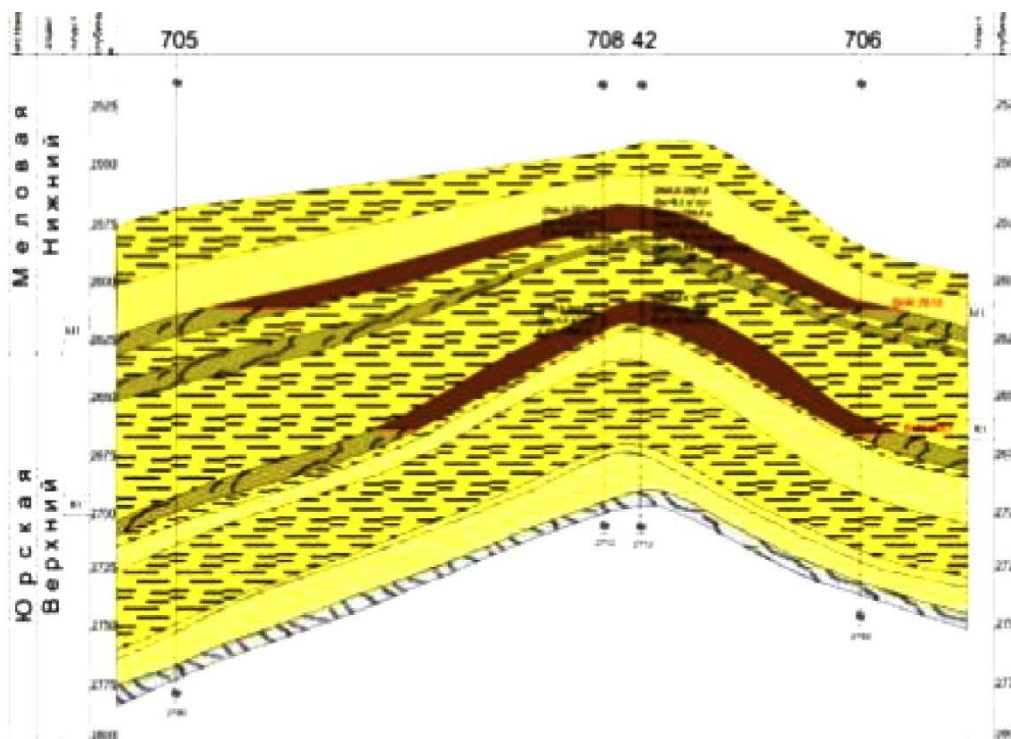


Рисунок 2 – Геологический профиль с фациями по линии скважин №№ 705, 708, 42 и 706

Анализ зависимостей мощностей продуктивных коллекторов и покрышек с учётом фаций

Основные перспективы района в большей степени связаны с нижнемеловыми отложениями (усть-тазовская свита), в меньшей – с верхнеюрскими (васюганская свита). Большинство продуктивных пластов БП₂₂², БП₂₂¹ и БП₂₀ обладают хорошими коллекторскими свойствами и при наличии благоприятных литолого-фациальных и структурно-тектонических условий могут представлять нефтегазопромысловый интерес.

Ниже приведены характеристики перспективных нефтегазонасыщенных фаций пластов БП₂₂² и Ю₁^а.

Пласт БП₂₂²

В пласте БП₂₂² (2762–2772 м) на Южно-Удмуртской площади по электрическим каротажным методам (ПС) с использованием стандартных генетических каротажных моделей фаций выделена одна фация – песчаник баровый, который интерпретируется как береговой вал.

С точки зрения нефтеносности данная фация представляет наибольший интерес. Фация сложена преимущественно средне- и мелкозернистыми песчаниками. Покрышкой для пласта БП₂₂² служат глины, которые являются хорошим флюидоупором (покрышкой), т.к. распространены по всей площади залежи и имеют достаточно хорошую мощность, в частности, в сводовой части залежи. Что касается мощности самого пласта БП₂₂², то данный пласт также выдержан по всей площади залежи (по всему профилю разреза) и имеет среднюю мощность 10,8 м. Незначительные отклонения от средней мощности, а также изменения фаций наблюдаются в восточной части залежи –

по мощности на 1–3 м, а по фациям – установлен переход от песчаника барового к песчанику пляжевому.

Пласт Ю₁^а

В пласте Ю₁^а (2837–2842 м) выделяется одна фация – песчаник баровый по электрокаротажным методам. Несмотря на то, что данная фация сложена средне- и мелкозернистыми песчаниками, которые, в свою очередь, распространены в скважинах №№ 708Р и 42, она имеет значительную толщину перемычки 36 м, которая состоит из глин и отделяет его от пласта БП₂₂². Хотя эта перемычка достаточно хорошо выдержана по площади, данный пласт нельзя рассматривать как перспективный вдоль всей линии профиля в связи с его заглинизированностью в скважинах №№ 705Р и 706Р. Что касается мощности самого пласта Ю₁^а, то она увеличивается с запада на восток от 5–10 м соответственно вдоль рассматриваемой линии профиля скважин.

Анализ геологического обоснования эксплуатационных объектов

Эксплуатационный объект – один или несколько продуктивных пластов или часть слоистого продуктивного разреза, разрабатываемых единой сеткой эксплуатационных и нагнетательных скважин по самостоятельной технологической схеме.

Для выделения эксплуатационных объектов, в первую очередь, используются как геологические данные по месторождению, так и гидродинамические расчёты, а также технико-экономический анализ. Т.е. выделение эксплуатационных объектов производится на основе геолого-промыслового материала и обосновывается гидродинамическими расчётами с последующим технико-экономическим анализом этих расчётов, так как дробление продуктивного горизонта на большое число объектов и эксплуатация каждого из них самостоятельной сеткой скважин требует больших капитальных вложений и значительно увеличивает себестоимость нефти.

Основными геолого-промысловыми факторами, учитываемыми при выделении эксплуатационных объектов, являются:

- диапазон нефтегазоносности по разрезу;
- число продуктивных горизонтов (пластов);
- глубины залегания;
- мощность глинистых разделов и наличие зон слияния продуктивных пластов;
- положение ВНК по пластам, совпадение залежей в плане;
- литологическая характеристика;
- диапазон изменения коллекторских свойств, особенно проницаемости;
- различие типов залежей по горизонтам, пластам;
- свойства нефтей и газов по разрезу;
- режимы залежей и возможное их изменение;
- величины запасов нефти по пластам, горизонтам.

Каждый из этих факторов может быть решающим при выделении пластов, горизонтов месторождения в эксплуатационные объекты. Критериями, определяющими необходимость разделения продуктивных горизонтов на самостоятельные объекты эксплуатации, являются полное несовпадение залежей в плане и резкое различие свойств и качеств нефти.

Проанализировать в полной мере все эти геолого-промысловые факторы для условий Южно-Удмуртского месторождения не представляется возможным из-за слабой изученности данного месторождения.

Однако в нефтегазовой практике под эксплуатационным объектом понимают один или несколько продуктивных пластов месторождения, которые выделяют исходя из геолого-технических условий и экономических соображений для совместной разработки одной группы скважин. При этом для выделения эксплуатационных объектов разработки используют следующие критерии:

- между различными эксплуатационными объектами должны иметься надёжные гидродинамические экраны;
- между продуктивными пластами внутри эксплуатационного объекта не должно быть водоносных пластов.

В результате поисково-разведочных работ на Южно-Удмуртском месторождении были открыты две залежи нефти, одна из которых приурочена к отложениям ачимовской толщи (пласт БП₂₂²), вторая – к отложениям верхней части сиговской (васюганской) свиты (пласт Ю₁^а). Выявленные залежи имеют сложное строение и кроме структурного плана и зоной замещения (район скважин №№ 705Р и 706Р) на юго-западе контролируются тектоническим разломом на северо-востоке. В структурном плане залежи нефти пластов совпадают. Размеры – 6,5×8,0 км, высота 30 м. Водонефтяной контакт не вскрыт. По объёму числящихся запасов месторождение относится к числу мелких. Соотношение запасов категорий С₁ к С₂ составляет соответственно 15:85 %. Наиболее крупным является залежь нефти пласта БП₂₂², на долю которого приходится более 82 % балансовых запасов, а по количеству извлекаемых и того больше – 94 %. Пластовые давления близки к гидростатическому, пластовая температура +89–90 °С, т.е. аномалий не выявлено. Физико-химические свойства пласта БП₂₂² изучены по пробе, отобранной из скважины № 708Р Южно-Удмуртского месторождения; по пласту Ю₁^а свойства пластовых флюидов приняты по аналогии с Чатылькинским месторождением. В целом физико-химические свойства пластовых флюидов близки к среднестатистическим параметрам пластовых флюидов Ноябрьского нефтегазового региона.

Литологическая характеристика, петрофизические и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов Южно-Удмуртского месторождения охарактеризованы по аналогии с близлежащими разрабатываемыми месторождениями. Плохая отсортированность обломочного материала, повышенное содержание алевроитовых и глинистых частиц, заполняющих поровое пространство, отрицательно сказываются на фильтрационных свойствах пласта.

Для применения седиментолого-фациального моделирования к выбору эксплуатационных объектов необходимо было определить фациальный состав пород-коллекторов для ачимовских и юрских отложений, для чего были использованы, в основном, качественные каротажные генетические модели терригенных фаций (метод СП или ГК). Таким образом, в фациальном отношении в нижней части ачимовской толщи усть-тазовской серии были определены баровые песчаники (береговые валы) с относительно хорошей проницаемостью, что подтверждается данными опробования (здесь были получены притоки нефти дебитом 1,5–8,1 м³/сут.). К верхней юре (сиговской свите) приурочен продуктивный пласт Ю₁^а, который также образовался в субконтинентальных условиях и имеет идентичный характер. Приток нефти в данном пласте составил 2,1–4,4 м³/сут.

Краткая характеристика залежи пласта БП₂₂²

По данным скважины № 708Р пласт БП₂₂² вскрыт на абсолютных отметках кровли и подошвы 2565,4 м и 2571,6 м соответственно. Пласт имеет два проницаемых прося – 4,6 и 0,8 м. Толщина глинистой перемычки между ними составляет 0,8 м, т.е. эффективная нефтенасыщенная толщина – 5,4 м; общая нефтенасыщенная толщина – 6,2 м; общая толщина пласта БП₂₂² – 10,8 м. Значения пористости по коллектору изменяются от 17,1 до 19,4 % при среднем значении 18,8 %. Проницаемость по ГИС изменяется от 24,0 до 87,32 мД, проницаемость по ГДИ – 9,5 мД.

Краткая характеристика залежи пласта Ю₁^а

Пласт Ю₁^а вскрыт на абсолютных отметках кровли и подошвы 2612,0 м и 2613,8 м соответственно (скважина № 708Р). Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,8 м; общая нефтенасыщенная толщина – 1,8 м; общая толщина пласта Ю₁^а – 8,3 м. ВНК не вскрыт. Значения пористости по коллектору изменяются от 15,0 до 16,2 % при среднем значении 15,7 %, проницаемость по ГИС изменяется от 5,6 до 13,25 мД, проницаемость по ГДИ – 9,6 мД.

Для обоснования эксплуатационных объектов на Южно-Удмуртском месторождении были построены графики начального пластового давления и пластовой температуры, которые проводились в широком интервале глубин от пласта ПК1-2 (1255 м) до пласта Ю₂ (2955 м), что позволило отследить изменение параметров давления и температуры по глубине (рис. 3). При построении графиков использовались данные ГДИС, проведённых в разведочных скважинах.

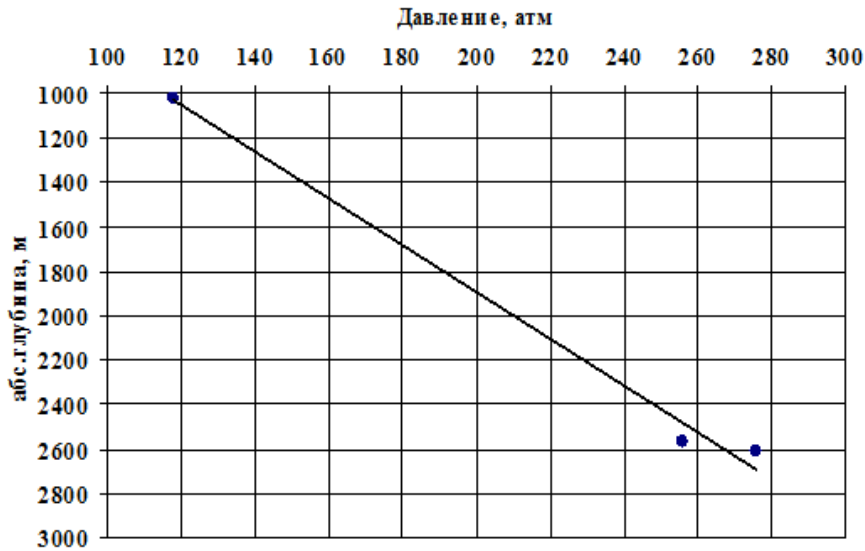


Рисунок 3 – График изменения пластового давления по глубине

Результаты анализа полученной зависимости начального пластового давления от глубины показывают, что давления в пластах ПК1-2, БП₂₂² и Ю₁^а соответствуют гидростатическому.

По Южно-Удмуртскому месторождению интервал глубин замера температуры охватывает объекты как юрской системы, так и нижнего-верхнего отделов меловой. В результате получена представительная статистическая совокупность замеров. Определённое графическим методом значение геотермической ступени составило 30,5 м/°С, и геотермического градиента – 3,3 °С/100 м. Закономерность изменения температуры с увеличением глубины графически представлена на рисунке 4.

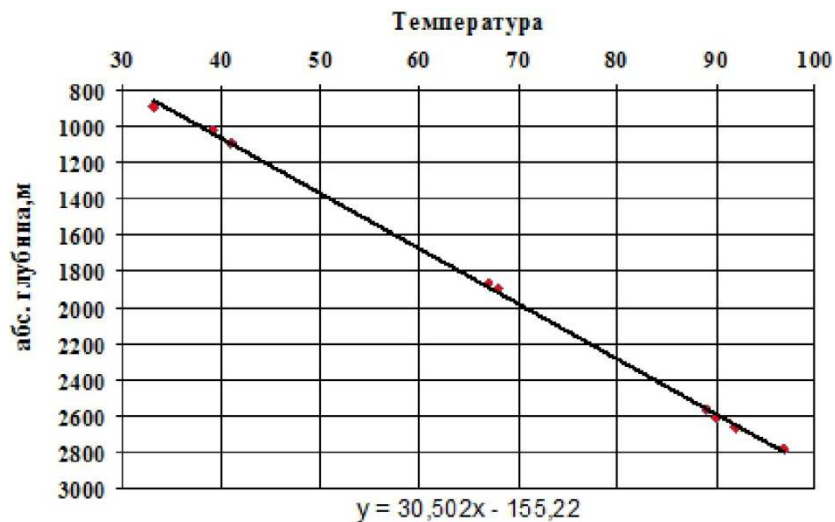


Рисунок 4 – График изменения пластовой температуры по глубине

По продуктивным пластам Южно-Удмуртского месторождения получены следующие первоначальные пластовые давления и температуры (табл. 2).

Таблица 2 – Начальные пластовые давления и температуры продуктивных пластов Южно-Удмуртского месторождения

№№ n/n	Пласт	Глубины, м	Пластовое давление, атм.	Пластовая температура, °С
1	ПК1–2	1255–1264	118	39
2	ПК1–2	1187–1192		41
3	ПК21–22	2064–2067		67
4	ПК21–22	2038–2045		68
5	БП ₂₂ ²	2719–2729	256	89
6	Ю ₁ ^а	2765–2774	276	90
7	Ю1	2823–2828		92
8	Ю2	2955–2961		97

Добыча нефти на месторождении не велась, поэтому текущее пластовое давление и температура пласта соответствуют первоначальным параметрам.

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов БП₂₂² и Ю₁^а приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Геолого-физические характеристики продуктивных пластов БП₂₂² и Ю₁^а

Параметры	БП ₂₂ ²	Ю ₁ ^а
1	2	3
Средняя глубина залегания на абсолютной отметке, м	– 2565,4	– 2612
Тип залежи	структурно-литологический тектонически ограниченный	структурно-литологический тектонически ограниченный
Тип коллектора	терригенный, поровый	терригенный, поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ³	34820	34960
Средняя общая толщина, м	10,8	8,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,4	1,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	–	–
Пористость, %	18,8	15,7
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,57	0,56
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	–	–
Проницаемость по ГИС, мД	68,4	10
Проницаемость по ГДИ, мД	9,5	9,6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,5	
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2	
Начальная пластовая температура, °С	89	90
Начальное пластовое давление, МПа	25,8	27,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,48	0,52
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,701	0,709
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,815	0,816
Абсолютная отметка ВНК, м	–	–
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,316	1,362
Содержание серы в нефти, %	0,33	0,30
Содержание парафина в нефти, %	3,36	1,50
Давление насыщения нефти газом, МПа	14,7	13,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Газосодержание нефти, м ³ /т	139,0	154,7
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,015	1,022
Средняя продуктивность, м ³ /сут · атм.	0,20	0,11
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн (на балансе РГФ)	6163	1396
в том числе по категории C ₁ /C ₂	940/5223	201/1195
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн (на балансе РГФ)	1080	70
в том числе по категории C ₁ /C ₂	244/836	10/60
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,175	0,050
в том числе по запасам категории C ₁ /C ₂	0,26/0,16	0,05/0,05

Оценка перспектив доразведки и опытно-промышленной разработки эксплуатационных объектов Южно-Удмуртского нефтяного месторождения

Основные направления доразведки Южно-Удмуртского месторождения

Южно-Удмуртское месторождение открыто в 1992 году поисковой скважиной № 708Р, пробуренной в сводовой части Южно-Удмуртского локального поднятия. По результатам геологоразведочных работ выявлены нефтеносные пласты БП₂₂² и Ю₁^а.

В 2007 году в сводовой части Южно-Удмуртского локального поднятия пробурена субвертикальная эксплуатационная скважина № 42. Бурение этой скважины позволило уточнить геологическое строение продуктивных пластов и определить перспективы нефтегазонасности нижней части сиговской (васюганской) свиты и ачимовского комплекса. Проектная глубина скважины № 42 с учётом вскрытия пласта Ю₂ составляла 2900 м, фактическая 2904,7 м, кровля пласта Ю₂ не вскрыта.

Глубинные и поверхностные пробы нефти были отобраны только из пласта БП₂₂². Из пласта Ю₁^а пробы флюидов не отбирались.

Скважина № 42 пробурена на месторождении с отбором керна в интервале 2761,61–2868,58, пройдено с отбором керна 58,94 м, фактический вынос керна составил 55,72 м или 94,5 %.

В 2002–2003 гг. с целью уточнения геологического строения Южно-Удмуртского месторождения проведены детализационные сейсморазведочные работы 2D.

Опыт проведения геологоразведочных работ свидетельствует о невозможности достоверного картирования объектов с макроблоковой структурой 2D, в связи с чем на рассматриваемом месторождении запланировано выполнение детальных сейсморазведочных работ МОГТ 3D в объёме 85 км². Сейсморазведочные работы 3D позволят детально изучить геологическое строение месторождения, уточнить границы разрывных нарушений, оконтурить области распространения песчаных тел продуктивных пластов.

В период 2012–2014–2016 осуществляется доразведка и первоочередное обустройство месторождения.

С помощью построенных двухмерных геологических моделей в формате 2D в программном пакете Autosogг сделана корреляция продуктивных пластов (рис. 5) и перерасчёт извлекаемых запасов продуктивной части Южно-Удмуртского месторождения по пластам БП₂₂² и Ю₁^а, где был установлен водонефтяной контакт по методам ГИС (ГК и ИК). Прделанная работа в значительной степени увеличила запасы нефти по месторождению в целом с 7559 тыс. тонн до 27562 тыс. тонн (геологические) и с 1150 тыс. тонн до 3587 тыс. тонн (извлекаемые).

Согласно программе работ по освоению месторождения запланированы следующие виды работ:

- в 2019–2020 гг. проведение полевых сейсморазведочных работ 3D и обработка материалов;
- в 2021 г. интерпретация и построение сейсмогеологической модели;

- в 2022–2023 гг. уточнение геологического строения, определение местоположения и бурение 1 скважины с целью доразведки залежей и перевода запасов категории С₂ в промышленную категорию С₁;
- 2023 г. строительство межпромыслового нефтепровода до ДНС Холмистого месторождения, а также строительство моста через реку Толька;
- по этим обстоятельствам эксплуатационное бурение будет начато в 2024 г.

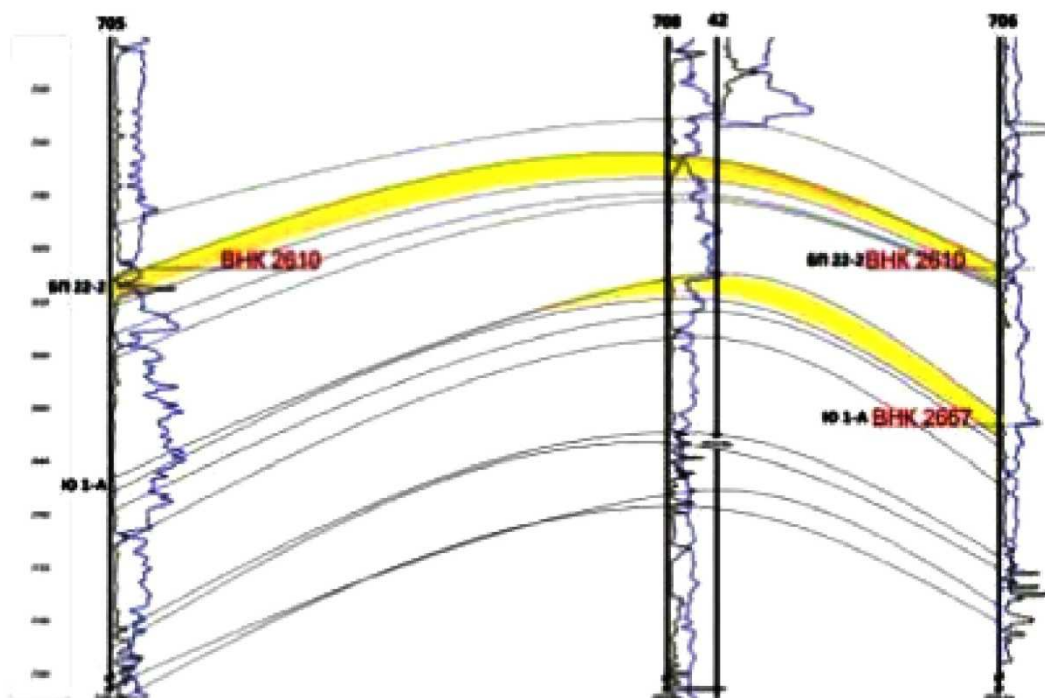


Рисунок 5 – Геологический профиль методов ГИС (ИК и ГЗ) по линии скважин №№ 705, 708, 42 и 706

В период 2020–2021 гг. будет проведена обработка и интерпретация сейсморазведочных работ 3D силами ОАО «Татнефтегеофизика – групп».

По результатам 3D-сеймики ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» в 2022–2023 гг. будет осуществлено бурение разведочной скважины № 1Р в контуре запасов категории С₂ со вскрытием юрских отложений.

Скважину следует проектировать на северо-западе месторождения между скважинами №№ 705 и 708 (рис. 6). Местоположение разведочной скважины необходимо уточнить по результатам интерпретации и обработки материалов сейсморазведки 3D. В процессе бурения этой скважины планируется выполнение расширенного комплекса ГИС, отбор керн в интервалах продуктивных пластов БП₂₂² и Ю₁^а, а также проведение опробования в открытом стволе с целью выявить песчаные тела с хорошей проницаемостью (т.е. русловые песчаники, отложения пляжей, баровые тела) и после их оконтуривания именно на них направить бурение новых разведочных скважин (лучше горизонтальных с длиной ствола 500–600 м). При испытании в колонне пластов БП₂₂² и Ю₁^а будут произведены гидродинамические исследования и сделан отбор глубинных проб нефти. Проектная глубина скважины №1Р 2830 м.

Результаты бурения разведочной скважины в сочетании с данными сейсморазведочных работ 3D позволят с высокой достоверностью оценить запасы УВ в интервалах всех установленных нефтегазосодержащих объектов, выполнить построение трёхмерных геологических и гидродинамических моделей. В конечном счёте, всё это призвано обеспечить извлечение из недр углеводородов, содержащихся в продуктивных пластах, с максимальным КИН при минимальных затратах.

В 2024 году на месторождении планируется начать эксплуатационное разбуривание участка ОПР. В период 2024–2028 гг. планируется пробурить на первоначальном участке ОПР 10 эксплуатационных скважин и по месторождению – 35. Проектом предусмотрена утилизация попутного газа 95 %.

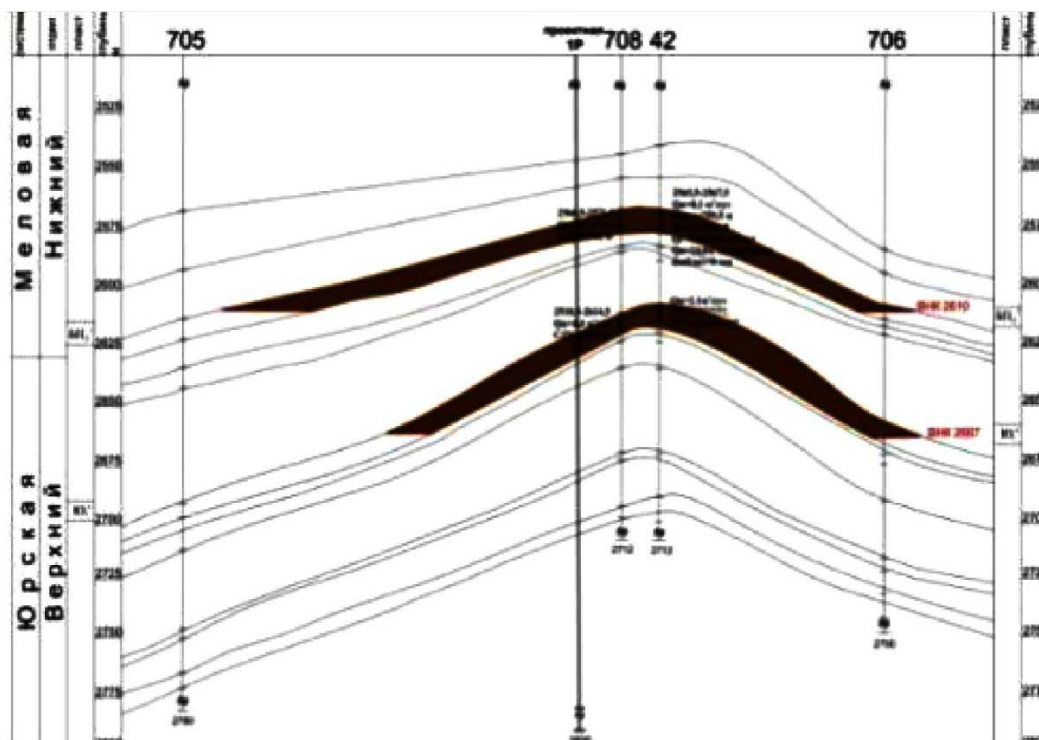


Рисунок 6 – Геологический профиль с ВНК и проектной скважиной №1Р по линии скважин №№ 705, 708, 42 и 706

Рекомендуемая программа работ по проектным скважинам эксплуатационного фонда включает в себя обязательный комплекс исследований:

- выполнение обязательного комплекса ГИС и гидродинамических исследований во всех пробуренных скважинах;
- отбор и исследования керна по одной вертикальной скважине по стандартной и специальной методикам;
- отбор и исследования глубинных и устьевых проб пластовых флюидов.

По результатам доразведочных работ в 2020–2026 гг. будет уточнено геологическое строение месторождения и построена трёхмерная геолого-гидродинамическая модель для проведения подсчёта запасов УВ и ТЭО КИН в 2027 году, а по результатам проведения ОПР (2024–2028 гг.) в 2028 году составлен новый проектный документ.

Программа работ по доразведке приведена в таблице 4.

В таблице 5 приведена программа исследований керна.

Оценка рисков и повышение эффективности опытно-промышленной эксплуатации Южно-Удмуртского месторождения

Как известно, геологоразведочные работы на месторождениях Западной Сибири всегда отличались повышенной сложностью и капиталоемкостью. Как правило, вид лицензий по пользованию недрами на участках Западной Сибири – геологическое изучение недр и оценка выявленных месторождений УВ сырья, а также разведка и добыча УВ сырья на уже открытых месторождениях. Часто тип лицензии бывает совмещённый – на поиск, разведку и добычу углеводородного сырья сроком на 20–25 лет. Вся эта деятельность связана с определёнными рисками, которые должны быть выявлены и минимизированы.

В общем, нефтегазовые компании при проведении ГРП на нефть и газ встречаются в основном с геологическими, рыночными, операционными, кредитными, юридическими и стратегическими рисками.

Рассмотрим некоторые риски, связанные геологоразведочными работами (ГРП). Основные проблемы здесь связаны с ошибками:

- оценки углеводородного потенциала осадочного бассейна: ошибки, связанные с углеводородным потенциалом осадочного бассейна, возможны с небольшой вероятностью в связи с тем, что месторождение расположено на территории НГП Западная Сибирь, где на этой территории также расположено до 500 месторождений нефти, газа и газоконденсата;

Таблица 4 – Программа работ по доразведке Южно-Удмуртского месторождения

Мероприятия	Виды работ	Сроки выполнения	Исполнители
Сейсмика 3D, обработка и интерпретация	85 кв. км	2019–2021 гг.	ОАО «ТНГ–групп», «Газпромнефть – НТЦ»
Бурение разведочных скважин по результатам интерпретации 3D–сейсмки	Одна разведочная скважина № 1Р	2022–2023 гг.	ОАО «Газпромнефть– Ноябрьскнефтегаз»
Исследования комплексом ГИС (типовым для данного района)	Исследования стандартным комплексом ГИС по всему стволу и детальные в интервале продуктивных пластов	2022–2023 гг.	ОАО «ННГФ», ООО «Газпромнефть – НТЦ»
Исследования методом ВСП	Обработка материалов ВСП в разведочных и эксплуатационных вертикальных скважинах	2022–2025 гг.	ОАО «ННГФ», ООО «Газпромнефть – НТЦ»
Отбор керна	Продуктивные и перспективные пласты в разведочных и вертикальных эксплуатационных скважинах по 3–5 определений на 1 м керна	2022–2025 гг.	
Испытания в открытом стволе (КИИ)	Продуктивные и перспективные пласты в разведочных и вертикальных эксплуатационных скважинах	2022–2026 гг.	ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»
Испытания в колонне (КВУ, ПГИ, КВД, КПД)	Перспективные пласты в разведочных и продуктивных пласты в эксплуатационных скважинах	2022–2026 гг.	
Отбор и исследования глубинных проб (МДТ, СНДТ, ВПП–300)	По 3 пробы из каждого продуктивного и перспективных пластов	2022–2026 гг.	
Физико–химический анализ свойств нефти, газа, воды (PVT свойства)	По 6 проб из каждого продуктивного и перспективных пластов	2022–2026 гг.	ОАО «Геоэкология», г. Тюмень,
Петрофизические исследования керна: – литологические характеристики; – ФЕС; – физические характеристики; – динамические характеристики (определение УЭС, ОПГ; коэффициентов вытеснения, остаточной нефтенасыщенности, капиллярметрия)	Разведочные скважины №№ 1Р и 2Р, а также 2 вертикальные эксплуатационные скважины (ачимовская толща, юрские отложения)	2022–2026 гг.	ОАО «СибНИИП», г. Тюмень
Уточнение геологического строения продуктивных пластов и месторождения	Построение трёхмерной геологической и гидродинамической модели	2025–2026 гг.	ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»
Оценка балансовых запасов УВ и нефтеотдачи продуктивных пластов	Подсчёт геологических и извлекаемых запасов углеводородов, составление ТЭО КИН	2027 г.	ОАО «Газпромнефть– Ноябрьскнефтегаз», «Газпромнефть – НТЦ»
Промышленное освоение запасов УВ, определение уровня добычи нефти	Технологическая схема разработки месторождения	2028 г.	ОАО «Газпромнефть– Ноябрьскнефтегаз», «Газпромнефть – НТЦ»

Таблица 5 – Программа исследований керна

№№ п/п	Вид исследования	Объём исследований на 1 скважину (метры/образцы)				
		БП ₂₂ ²	БП ₂₀₋₂₁	Ю ₁ ^а	Ю ₁	Ю ₂
1	Отбор керна, м	10/–	50/–	10/–	50/–	20/–
2	Изучение granulометрического состава пород, обр.	–/2–3		–/2–3		
3	Определение минералогического состава глинистой компоненты, обр.	–/2–3		–/2–3		
4	Изучение структуры порового пространства в шлифах (программа VideoТест), обр.	–/2–3		–/2–3		
5	Определение открытой пористости	–/3–5		–/3–5		
6	Определение эффективной пористости	–/3–5 на 1 м керна		–/3–5 на 1 м керна		
7	Определение проницаемости	–/3–5 на 1 м керна		–/3–5 на 1 м керна		
8	Определение начальной и остаточной нефтенасыщенности	–/3–5 на 1 м керна		–/3–5 на 1 м керна		
9	Определение коэффициента вытеснения	–/3–5 на 1 м керна		–/3–5 на 1 м керна		
10	Снятие капиллярных характеристик с использованием полупроницаемой мембраны, эксперимент	–/3–5		–/3–5		
11	Снятие кривых капиллярного давления методом центрифугирования, обр.	–/3–5		–/3–5		
12	Фазовые проницаемости ОФП	–/3–5		–/3–5		
13	Определение УЭС в термобарических условиях, экспериментов	–/2–3		–/2–3		
14	Определение УЭС в атмосферных условиях, обр.	–/2–3		–/2–3		
15	Содержание урана, тория, калия, м	–/2–3		–/2–3		
16	Снятие спектральной кривой ГК по всему массиву керна, м	–/2–3		–/2–3		
17	Расчёт показателя смачиваемости, обр.	–/2–3		–/2–3		
18	Изучение акустических и прочностных свойств пород, обр.	–/2–3		–/2–3		

- идентификации месторождения:
ошибки идентификации месторождения невозможны, так как на месторождении было пробурено 4 скважины, и был получен приток нефти, т.е. месторождение открыто и содержит два перспективных горизонта; также запланировано бурение одной типовой разведочной скважины № 1Р, с помощью которой необходимо получить дополнительную геологическую информацию (керна, опробование, границы месторождения);
- оценки углеводородного потенциала лицензионного участка (месторождения, горизонта):
ошибки оценки углеводородного потенциала лицензионного участка возможны в связи с неопределённым ВНК, ошибками в корреляции продуктивной части и малым количеством пробуренных скважин, но построенная 2D модель, кроме бурения, учитывает перечисленные ошибки, и результатом этой модели стал значительный для данного месторождения прирост запасов по категориям С1 и С2;
- в программе исследований по поиску и разведке месторождения и подсчёта запасов УВ:
ошибки в программе исследований по поиску и разведке горизонтов и подсчёта запасов возможны, и связаны они с ошибочной корреляцией и подсчётом запасов горизонтов БП22 и Ю1 в скважине № 706Р, так как при корреляции в скважине № 706Р в 2D модели был установлен ВНК; отсюда следует, что по генетическим методам ГИС (ИК и ГЗ) в скважине № 706Р присутствуют углеводороды, которые в свою очередь увеличили извлекаемые запасы и минимизировали ошибку подсчёта запасов;
- по проекту бурения скважин:
ошибки по проекту бурения возможны при реализации проекта разработки варианта 13а, но для минимизации ошибок, связанных с задачами, решаемыми бурением при ГРП, была спроектирована конструкция типовой разведочной скважины № 1Р; следовательно, если данную запланированную скважину удастся довести до проектной глубины 2830 м безаварийно, то вариант разработки 13а следует проектировать с учётом типовой конструкции скважины № 1Р;
- по проекту разработки месторождения УВ:
ошибки по проекту разработки возможны, но для анализа данных ошибок необходимы дополнительные геологические данные, т.к. месторождение недо-разведано.

Литература:

1. Проект пробной эксплуатации Южно-Удмуртского нефтяного месторождения. – Ноябрьск : ГеоНАЦ ОАО «Сибнефть-ННГ», 2008.
2. Проект пробной эксплуатации Южно-Удмуртского нефтяного месторождения. – Ноябрьск : ГеоНАЦ ОАО «Сибнефть-ННГ», 2010.
3. Регламент скважинных исследований компании. – Москва, 2004. – Ч. I: Гидродинамические исследования скважин. – Ч. II: Промыслово-геофизические исследования скважин при контроле разработки месторождений нефти и газа.
4. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений : РД 153-39-007-96. – М. : Минтопэнерго РФ, ВНИИнефть, 1996.
5. Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности : РД 08-254-98. – М. : Госгортехнадзор России, 1998.
6. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений : РД 153-39.0-109-01. – Москва, 2002.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
8. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.

9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполум, 2018. – 476 с.
12. Вылцан И.А. Фации и формации осадочных пород : учебное пособие. – Томск : Издательство Томского государственного университета, 2002. – 484 с.
13. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Поляков Е.Е., Ахияров А.В., Ермолкин В.Е., Сысоева Е.Н. Седиментолого-фациальное моделирование при поисках, разведке и добыче скоплений углеводородов. – М. : ВНИИгеосистем, 2010. – 288 с.
14. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
15. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. – Москва – Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 261 с.
16. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
17. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
18. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. – М. : Издательство Недра, 1988. – 303 с.
19. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
20. Оценка перспектив доразведки и опытно-промышленной разработки эксплуатационных объектов Южно-Удмуртского нефтяного месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bc78b5d53a89421316d26_0.html
21. Ахияров В.Х. Методика выделения продуктивных коллекторов по каротажу в глинистых полимиктовых отложениях : Сборник: Геолого-промысловые методы изучения полимиктовых коллекторов Западной Сибири. – Тюмень, 1980.
22. Брусиловский А.И., Нугаева А.Н. Эффективный подход к описанию свойств пластовых углеводородных систем при планировании разработки нефтяных и газонефтяных залежей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 2005. – № 7 (июль). – С. 50–54.
23. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Научно-технический журнал Инженер-нефтяник. – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 3. – С. 33–37.
24. Корсунь В.В. Геологические модели ловушек нефти и газа осадочного чехла Западной Сибири : Сборник статей «Гидродинамика в подсчёте запасов». – Тюмень : ЗапСибБурНИПИ, 1992.
25. Корсунь В.В. Неантиклинальные ловушки нефти в песчаных телах нижней части неокома и верхней юры Ноябрьского региона в связи с палеогеоморфологической моделью строения Западно-Сибирской плиты / Материалы конференции «Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз». – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 1998.
26. База данных. Электронно-методический комплекс «Интерпретация результатов гидродинамических исследований» / И.А. Пахлян, О.В. Савенок, Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Б.А. Арустамов. – Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621693. Заявка № 2015621108. Дата поступления 27 августа 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 ноября 2015 г.

References:

1. Project of test operation of the Southern Udmurt oil field. – Noyabrsk : GEONATIONAL JSC Sibneft-NNG, 2008.
2. Project of test operation of the Southern Udmurt oil field. – Noyabrsk : GEONATIONAL JSC Sibneft-NNG, 20010.
3. Regulations of borehole researches of the company. – Moscow, 2004. – P. I: Hydrodynamic well surveys. – P. II: Trade geophysical surveys of wells at control of development of oil and gas fields.
4. Regulations of drawing up design technological documents for development of oil and gas-oil fields : RD 153-39-007-96. – М. : Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation, All-Russian Research Institute oil, 1996.

5. The instruction on prevention of gas and oil manifestations and open fountains at construction and repair of wells in the oil and gas industry : RD 08-254-98. – M. : State mining inspection of Russia, 1998.
6. Methodical instructions on an integration and staging of performance of geophysical, hydrodynamic and geochemical researches of oil and oil and gas fields: RD 153-39.0-109-01. – Moscow, 2002.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
8. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 t. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
12. Vyltsan I.A. Facies and formation of sedimentary breeds : manual. – Tomsk : Publishing house of the Tomsk state university, 2002. – 484 p.
13. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Polyakov E.E., Akhiyarov A.V., Ermolkin V.E., Sysoyeva E.N. Sedimentologo-fatsialnoye modeling by search, exploration and production of congestions of hydrocarbons. – M. : Vniigeosistem, 2010. – 288 p.
14. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 274 p.
15. Petersilye V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Methodical recommendations about calculation of geological reserves of oil and gas by a volume method. – Moscow – Tver : VNIGNI, NPTs «Tvergeofizika», 2003. – 261 p.
16. Priests V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novochoerkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
17. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov, Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2017. – 326 p.
18. Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.F. Oil-and-gas complexes of the West Siberian basin. – M. : Publishing house Subsoil, 1988. – 303 p.
19. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOOU WAUGH of «KUBGTU», 2017. – 203 p.
20. Assessment of prospects of additional exploration and trial development of operational objects of the Southern Udmurt oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a3bc78b5d53a89421316d26_0.html
21. Akhiyarov V.H. A method of allocation of productive collectors of logging in clay polymictic deposits : Collection: Geological field methods of studying of polymictic collectors of Western Siberia. – Tyumen, 1980.
22. Brusilovsky A.I., Nugayeva A.N. Effective approach to the description of properties of bedded hydrocarbonic systems when planning development of oil and gas-oil pools // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – M. : VNIIOENG, 2005. – No. 7 (July). – P. 50–54.
23. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Increase in reliability of geophysical methods in the inclined directed and horizontal wells // the Scientific and technical oil Engineer magazine. – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2017. – No. 3. – P. 33–37.
24. Korsun V.V. Geological models of traps of oil and gas of a sedimentary cover of Western Siberia : Collection of the articles «Hydrodynamics in Calculation of Stocks». – Tyumen : ZapCibBurNIPI, 1992.
25. Korsun V.V. Not anticlinal traps of oil in sandy bodies of the lower part of a neocoma and top Yura of the November region in connection with paleogeomorfologicheskyy model of a structure of the West Siberian plate / conference Materials «Increase in level of production of oil on fields of JSC «Noyabrskneftegaz». – M. : JSC VNIIOENG, 1998.
26. Database. Electronic and methodical complex «Interpretation of Results of Hydrodynamic Researches» / I.A. Pakhlyan, O.V. Savenok, E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, B.A. Arustamov. – Certificate on the state registration of the database No. 2015621693. Application No. 2015621108. Date of receipt on August 27, 2015 Date of the state registration in the Register of databases on November 25, 2015.