

Выработка современных подходов при обосновании запасов на месторождениях Западной Сибири

Кропотов М.В.¹, Кузнецов И.С.¹, Смирнов Д.В.², Ламинский Д.А.², Панферова Е.Ю.², Попов В.С.¹.

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия; ²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия
mikhail.kropotov@lukoil.com

Аннотация

При обосновании объема запасов определение геологической концепции и оценка углеводородного насыщения залежей с учетом фазовых переходов на границе «газ-нефть-вода» является одной из важнейших задач при построении геологической модели, и зачастую носит достаточно нетривиальный характер. Данный фактор зачастую обусловлен низким качеством исходной геолого-геофизической информации, полученной на этапе поисково-разведочных работ, а также низкой дискретностью интервалов опробования. В подобных условиях при проработке концепта на первый план выходит умение и навыки геолога находить и применять «гибкие» подходы при оценке положения флюидальных контактов. В настоящей работе рассмотрены аналитические методики, использованные при обосновании фазового насыщения залежей верхне- и среднеюрского возраста на месторождениях Западной Сибири с учетом комплексирования результатов геофизических исследований скважин, количественной оценки состава углеводородных газов и текущего состояния разработки с учетом гидродинамической характеристики подсчетных объектов.

Материалы и методы

В статье использованы общенаучные методы, моделирование, гидродинамические системы. Теоретические исследования проводились на основе методики флюидных коэффициентов, включающая в себя идентификацию различных фаз углеводородов

с возможностью определения границы между «сухим» газом – «влажным» газом – газом – нефтью – тяжелой нефтью.

Ключевые слова

залежь, углеводород, нефть, пласт, скважина, отложения

Для цитирования

Кропотов М.В., Кузнецов И.С., Смирнов Д.В., Ламинский Д.А., Панферова Е.Ю., Попов В.С. Выработка современных подходов при обосновании запасов на месторождениях Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 41–47.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-41-47

Поступила в редакцию: 09.10.2024

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

Development of modern approaches in the justification of reserves in the fields of Western Siberia

Kropotov M.V.¹, Kuznetsov I.S.¹, Smirnov D.V.², Laminsky D.A.², Panferova E.Yu.², Popov V.S.¹

¹“LUKOIL-Engineering” LLC, Kogalym, Russia; ²“LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia
mikhail.kropotov@lukoil.com

Abstract

When substantiating the volume of reserves, determination of geological concept and assessment of hydrocarbon saturation of deposits with consideration of phase transitions at the boundary «oil-oil-water» is one of the most important tasks in the construction of geological model, and is often quite non-trivial. This factor is often due to the poor quality of the initial geological and geophysical information obtained during the exploration phase, as well as the low discreteness of the test intervals. In such circumstances, when developing a concept, the ability and skills of a geologist to find and apply «flexible» approaches when assessing the position of fluid contacts come to the fore. The present paper considers analytical methods used in substantiation of phase saturation of deposits of upper and middle Jurassic age in fields of Western Siberia with consideration of complex results of geophysical research of wells, quantitative assessment of hydrocarbon gas composition and current state of development taking into account the hydrodynamic characteristics of the counting objects.

Materials and methods

The article uses general scientific methods, modeling, hydrodynamic systems. Theoretical research was conducted on the basis of the method of fluid coefficients, which includes identification of different

hydrocarbon phases with the possibility of determining the boundary between «dry» gas - «wet» gas - gas - gas - oil - heavy oil.

Keywords

deposit, hydrocarbon, oil, layer, well, deposits

For citation

Kropotov M.V., Kuznetsov I.S., Smirnov D.V., Laminsky D.A., Panferova E.Yu., Popov V.S. Development of modern approaches in the justification of reserves in the fields of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 41–47. (In Russ). DOI:10.24412/2076-6785-2024-8-41-47

Received: 09.10.2024

Введение

В настоящее время многие недропользователи столкнулись с проблемой поддержания уровня добычи, ввиду истощения ресурсной базы основных объектов разработки. Для ПАО «ЛУКОЙЛ» основным центром нефтедобычи остается территория Западной Сибири и активы в пределах лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Основные объекты разработки неокомские залежи, пласты группы АВ, характеризующиеся хорошими фильтрационно-емкостными свойствами и достаточно хорошо изученными как поисково-разведочными, так и эксплуатационным бурением. Начало разработки многих неокомских залежей ведется с восьмидесятых годов двадцатого века. Многие месторождения и залежи находятся на третьей стадии разработки с постоянной динамикой спада общих объемов добычи нефти. Для уверенного развития предприятий и выполнения заявленных планов по добыче углеводородов, все больше и больше вводится в разработку объектов, расположенных в более сложных горно-геологических условиях, удаленных от развитой инфраструктуры добывающего предприятия. Все больше вводится в разработку запасов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов вмещающих пластов и залежей УВ, коллекторов с многофазным насыщением, более слабой изученности, а также запасов, приуроченных к юрским отложениям тюменской свиты и коры выветривания доюрского комплекса. Как правило данные резервуары имеют более сложную конфигурацию, осложнены дизъюнктивными и литологическими экранами, а также имеют менее однородную литологическую структуру коллектора [1].

Объект и методы исследования

Перед специалистами, занимающимися подготовкой ресурсной базы, моделированием и разработкой месторождений, встает самый сложный вопрос к вовлечению данных запасов УВ в разработку. На примере месторождения, где пласты представлены сложными объектами с многофазным насыщением, хотелось бы осветить данную проблему, а также показать используемые комплексные подходы, выработанные авторами для ее решения в рамках построения более точной геологической модели с дальнейшей постановкой запасов на баланс.

Одним из сложнейших участков в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются месторождения, расположенные в нефтегазоносном районе, обусловленном дифференцированным структурным планом, особенно по кровле фундамента, и сильной литолого-фациальной изменчивостью юрских пород [2]. Продуктивные залежи и пласты месторождений имеют сложную конфигурацию. Залежи пластов ограничены тектоническими экранами, а коллекторские свойства имеют сильную дифференциацию по площади, что обусловлено различным генезисом формирования продуктивных отложений как морского, так и континентального типа.

Так одним из месторождений со сложным геологическим строением и многофазным насыщением пластов является Х газонефтяное месторождение. На этапе моделирования и обоснования запасов месторождения коллектив авторов геологической модели «КогалымНИПИнефть» столкнулся с рядом неоднозначностей, вызванных противоречивыми

данными опробования эксплуатационных скважин в рамках обоснования насыщения основных продуктивных пластов.

Промышленная продуктивность месторождений связана с отложениями верхне- и среднеюрского возраста осадочного чехла: пластом П2 вогулгинской толщи даниловской свиты, пластами Т1 и Т2 тюменской свиты и корой выветривания доюрского комплекса (ДЮК). Месторождение нефти и газа открыто во второй половине прошлого века первой поисковой скважиной. Нефтегазоносность юрских осадков (пласты П и Т) выявлена при опробовании разведочных скважин 2 и 3. Впоследствии, при разбуривании месторождения доказана газоносность тюменской свиты (пласты Т1, Т2), в то же время газоносность пласта П2 испытаниями подтверждена только в одной скважине, но в ходе разработки на участках месторождения было выявлено наличие единой гидродинамической системы с пластами Т, что косвенно предполагает присутствие свободного газа и в пласте П2 в границах распространения газовой шапки пластов Т.

Факт присутствия газа на месторождении Х подтверждается также по данным гидродинамических исследований на стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

Индикаторные диаграммы (ИД) по некоторым скважинам резко искривляются к оси дебитов, что свидетельствует о наличии газа

в пласте. Данный факт приводит к уменьшению фазовой проницаемости по нефти (при увеличении депрессии дебит начинает снижаться). В качестве примера на рисунке 1 приведены характерные ИД по скважинам Д, Е (рис. 1).

Форма кривых восстановления давления (КВД) также подтверждает двухфазную фильтрацию жидкости в пласте и состоит из двух участков (рис. 2). Первый участок соответствует двухфазной фильтрации, а второй однофазной, когда забойное давление превышает давление насыщения.

Исследования пластовой нефти и газа Х месторождения выполнены по пластам П2, Т1, Т2 и ДЮК.

Отбор глубинных проб не производился, подсчетные параметры приняты по аналогии с пластами (Т1, Т2) Х месторождения. По результатам исследования свойств пластовых флюидов Х месторождения можно заключить, что физико-химические характеристики нефти, газа и пластовой воды близки между собой по пластам (табл. 1).

Все пласты имеют однотипные физико-химические характеристики нефти и газа. Отличия, в основном, обусловлены влиянием изменения параметров пласта в части термобарических условий недр. Состав растворенного газа (ступенчатая сепарация), полученный при исследовании пластовых флюидов по пластам П2, Т1 и Т2, а также состав свободного газа

Табл. 1. Физико-химические характеристики нефти, газа и пластовой воды
Table 1. Physico-chemical characteristics of oil, gas and reservoir water

Наименование параметра	П2	Т1+ Т2	Пласт ДЮК
Начальное пластовое давление, МПа	16,3	17,2	-
Начальная пластовая температура, оС	64	62	76
Давление насыщения нефти газом, МПа	13,4	11,2	11,2
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³	856	857	857
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,69	1,8	1,8
Газосодержание нефти, м³/т	70,3	65,1	65,1
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10-4 /МПа	9,90	13,00	13,00
Объемный коэффициент нефти, доли.ед	1,167	1,156	1,156
Объемный коэффициент газа, доли единиц	0,0058	0,0058	0,0058
Плотность воды, кг/м³	1011,0	1011,0	1011,0
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м³	992,6	995,7	988,5
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,49	0,49	0,41
Коэффициент сжимаемости воды, 10-4 /МПа	4,26	4,26	4,26

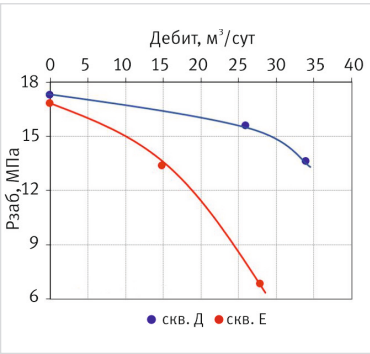


Рис. 1. Индикаторные диаграммы. Скважины Д, Е
Fig. 1. Indicator charts. Wells D, E

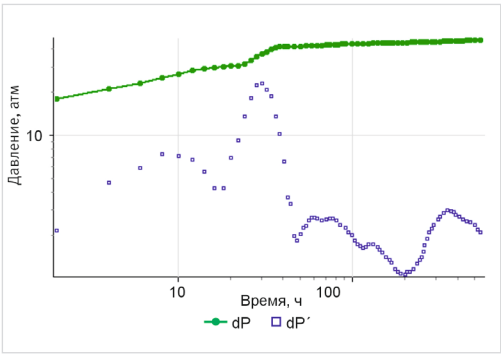


Рис. 2. Диагностический график КВД, искаженной влиянием газа. Скважина Л
Fig. 2. Diagnostic graph of the KVD distorted by the influence of gas. Well L

(отобранного с устья скважины) — имеют однотипный компонентный состав, что позволяет предположить наличие «единой газовой залежи» (табл. 2).

Разгазированная нефть пластов X месторождения имеет схожий физико-химический состав и классифицируется как: среднесернистая (по ДЮК — малосернистая), парафинистая, смолистая (смолы+асфальтены),

средняя по плотности, с незначительной вязкостью в пластовых условиях, с выходом светлых фракций до 46 % (табл. 3).

В ходе анализа положения газодонефтяных контактов залежей продуктивных пластов X месторождения был рассмотрен вариант геологической модели с единым уровнем ГНК — 1 661 м и ВНК -1 682±2 м (1 670±3 м). Надо отметить,

что для Шаимского НГР характерно погружение водонефтяного контакта в северо-восточном направлении. Для обоснования данной модели специалисты «геологи» использовали несколько аналитических методик, в совокупности, которые должны были подтвердить представление о строении и насыщении продуктивных пластов месторождения.

Согласно теоретическим представлениям, выделение газонасыщенных интервалов коллекторов может быть осуществлено путем сопоставления результатов исследований геофизическими методами РК после обсадки скважин (фоновый замер) и через определенное время, необходимое для расформирования зоны проникновения и восстановления газонасыщенности в при-скважинной зоне [3]. Наличие увеличения показаний повторного замера нейтронного каротажа относительно фонового, является достаточным условием для отнесения интервала к газонасыщенному (рис. 3). В то же время, отсутствие этого признака не является обязательным условием принадлежности пласта к водо- или нефтенасыщенной части разреза, тем не менее, начало расхождения между фоновой записью и повторной отмечается на глубине а.о. -1 660±2 м.

По двум скважинам 5 и 6 (рис. 4) выполнен газовый каротаж, основанный на изучении физическими методами содержания и состава углеводородных газов. Согласно данного метода исследования, резкое увеличение суммарного газосодержания начинается с глубин а.о. — 1 660±2 м., что дополнительно, с методами нейтронного каротажа подтверждает газонасыщенность коллекторов.

Дополнительно можно отметить, что повышенными показаниями часто отмечаются газонасыщенные прослои на кривых АК (LgA1/A2 и ΔT) в скважинах 2, 3. Поскольку скважина 2 «старая» 1989 года бурения, сохранилась только запись LgA1/A2. Показания АК и нейтронного каротажа, не противоречат принятому положению ГНК на глубине а.о. -1 660±2 м, подтвержденному результатами испытаний в скважине 2.

Наличие газа в пласте П2 подтверждено результатами ПГИ от 17.07.2016 г. по скважине 7, где из перфорированных интервалов пласта П2 был получен дебит газа свыше 60 тыс. м³ (рис.2), также при испытании нижележащих интервалов пластов Т в скважинах 1, 2, 3 были получены притоки свободного газа, но для обоснования модели газовой шапки с нефтяной оторочкой требовались дополнительные аргументы, основывающие созданную авторами геологическую модель. На наличие в пласте П2 свободного газа в границах развития газовой шапки пластов Т1 и Т2 на тех же отметках, указывали и результаты инструментальных замеров текущего Рпл по скважинам 3 708, 3 828. Так 21.12.2020 г. по скважине 3 708 проведен замер текущего Рпл в интервале 2 417–2 422 м пласта П2, давление на верхние дыры перфорации при глубине спуска прибора 2 417 м. составило 100 атмосфер, значительно ниже начального. Снижение пластового давления свидетельствует о дренировании данного участка газовой шапки, что подтверждается работой скважины, накопленная добыча составляет свыше 2 млн. м³. По скважине 3 828 замеренное в интервале пласта П2 давление на ВДП составило ниже 80 атмосфер, что более чем в два раза ниже начального, что также свидетельствует о дренировании газовой шапки. Таким образом, результаты

Табл. 2. Состав растворенного газа (ступенчатая сепарация)

Table 2. Composition of dissolved gas (step separation)

Наименование параметров, компонентов	Пласт П2	Пласты Т1+Т2	Пласты Т1+Т2
	при ступенчатой сепарации	при ступенчатой сепарации	свободный газ, с устья скважины
1. Молярная концентрация компонентов, %:			
- сероводород	-	-	-
- двуокись углерода	1,32	1,10	2,1
- азот+редкие газы (в т.ч. гелий)	1,84	1,44	1,93
- метан	88,14	87,31	85,73
- этан	4,42	4,26	7,15
- пропан	1,56	2,49	1,33
- изобутан	0,84	0,99	0,46
- нормальный бутан	0,77	1,23	0,59
- изопентан	0,48	0,52	0,35
- нормальный пентан	0,42	0,42	0,28
- гексаны	0,17	0,41	0,07
- гептаны	0,06	0,37	-
- октаны	-	-	-
- остаток C9+	-	-	-
2. Молекулярная масса	18,99	19,66	19,08
3. Плотность:			
- газа, кг/м³	0,786	0,812	0,793
- газа относительная (по воздуху), единиц	0,656	0,679	0,659

Табл. 3. Физико-химические параметры нефти

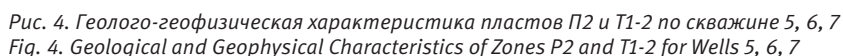
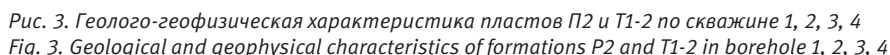
Table 3. Physico-chemical parameters of oil

Параметры	П2	Т1+Т2	ДЮК
13. Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м³	859,3	857,3	860,1
14. Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мм²/с			
- при 20 °С	23,4	20,31	21,11
- при 50 °С	7,1	7,3	6,83
15. Температура застывания дегазированной нефти, °С	4,0	8,0	-
16. Массовое содержание, %:			
- серы	0,53	0,5	0,46
- смол силикагелевых	6,96	6,89	7,01
- асфальтенов	1,95	1,52	0,34
- парафинов	4,78	4,29	3,66
18. Температура начала кипения, °С	70,2	70,0	74,0
19. Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %:			
- до 100 °С	2,5	4,6	3,5
- до 150 °С	10,9	13,8	11,8
- до 200 °С	19,3	23,4	22,7
- до 250 °С	29,0	31,7	32,6
- до 300 °С	43,2	44,7	45,9
20. Количество исследованных поверхностных проб (скважин)	63 (36)	155 (92)	6 (4)

интерпретации по Wh. Характер – Character Ratio (Ch) = $(C_{4a6c} + iC_{4a6c} + C_{5a6c}) / C_{3a6c}$ – определяет характерного признака нефти. Если Ch меньше 0,5, то наблюдается газовый потенциал, а если больше 0,5, то наблюдается газ, связанный с нефтью. В таблице 4 приведены данные по интерпретации флюидных коэффициентов.

Для подтверждения вывода о единой гидродинамической системе с пластами Тюменской и Данилиховой свиты (пласты Т и П) с единым уровнем ГНК, также был использован метод X-log, включающий в себя идентификацию различных фаз углеводородов с возможностью определения границы между «сухим» газом – «влажным» газом – газом – нефтью – тяжелой нефтью [5]. Фактор смачиваемости газа – Wetness Ratio (Wh) = $100 \times (C2abс + C3abс + C4abс + C5abс) / (C1abс + C2abс + C3abс + C4abс + C5abс)$ — основной индикатор типа флюида. Баланс – Balance Ratio (Bh) = $(C1abс + C2abс) / (C3abс + C4abс + C5abс)$ — служит для уточнения и подтверждения

Для визуализации данные расчета фактора смачиваемости газа были вынесены на геолого-геофизическую характеристику (ГГХ) исследуемых скважин и представлены на рисунке 7. Из данных расчета можно сделать вывод о наличии гидродинамической связи исследуемых пластов в каждой скважине.



Дополнительно было проведено исследование по методике обобщенного показателя углеводородного состава, позволяющее определить тип флюида по результатам газового каротажа. Метод ОПУС рассчитывается по формуле: $(C_{1отн\ испр} \cdot C_{2отн\ испр}) / (C_{2отн\ испр} + C_{3отн\ испр}) \cdot 2$. В свою очередь $C_{1отн\ испр} = C_1 / (a)$, где a это $(C_{1отн} + C_{2отн} + C_{3отн}) / 100$. Результат расчетов приведен в таблице 6.

Значения, полученные в результате расчета коэффициента Ch , определяющего фазовое состояние флюида в пластовых условиях, говорят о подтверждении наличия фазы продуктивного флюида. Газ, определяемый по коэффициентам Wh и Bh , связан

с нефтью, что косвенно указывает на наличие многофазного насыщения и подтверждает модель пласта П нефтяной оторочки с газовой шапкой.

Итоги

На первом этапе для решения задачи определения положения газонефтяного контакта применен метод повторного замера нейтронного каротажа в поисково-разведочных скважинах относительно фоновых значений и использованы данные амплитудных характеристик по зависимости $(LgA_1/A_2 \text{ и } \Delta T)$. На втором этапе для дополнительного подтверждения наличия газовой шапки и обоснования гидродинамических «окон

слияния» в пласте П2 были задействованы результаты инструментальных замеров пластового давления на эксплуатационном фонде скважин опорной сети. По результатам проведенных гидродинамических исследований было выявлено дренирование запасов из пласта П2 при снижении пластового давления ниже начального, что подтвердило предположение о единой гидродинамической системе всей группы пластов в пределах контура месторождения. Для дополнительного подтверждения наличия газовой шапки в пласте П2 была применена методика флюидных коэффициентов с использованием данных газового каротажа, которая подтвердила предположение о наличии газовой шапки в пределах залежи.

Выводы

Комплексирование результатов геолого-геофизических исследований скважин по замерам нейтронного и акустического каротажа, состава углеводородных газов по данным геолого-технологических исследований, а также анализ текущего состояния разработки с учетом текущего состояния гидродинамической системы залежи, позволило достаточно уверенно оценить ресурсную базу и обосновать наличие «окон слияния» между пластами Т и П2 с единым уровнем газонефтяного контакта. Кроме того, для оценки границ фазовых переходов между нефтью и газом был применен детерминистический подход с использованием нескольких методов, что позволило сформировать убедительную доказательную базу о фактическом положении газонефтяного контакта и обеспечить более выверенные технологические

Табл. 4. Данные по интерпретации флюидных коэффициентов
Tab. 4. Data on the interpretation of fluid coefficients

Отношение компонентов	Тип флюида и плотность
1	2
$Bh > 100$	Очень легкий, сухой газ, непродуктивный
$Wh < 0,5$ и $Bh < 100$	Возможно, продуктивный легкий сухой газ
$0,5 < Wh < 17,5$, $Wh < Bh < 100$	Продуктивный газ, возрастание влажности
$Bh < Wh$, $0,5 < Wh < 17,5$	Продуктивный очень влажный газ или легкая нефть
$17,5 < Wh < 40$, $Bh < Wh$	Продуктивная нефть с увеличением плотности
$Bh \ll Wh$, $17,5 < Wh < 40$	Низкий продуктивный потенциал тяжелой, слабо насыщенной газом нефти
$Wh > 40$	Непродуктивная очень тяжелая остаточная нефть, содержащая воду
$Ch < 0,5$	Подтверждение содержания продуктивного газа
$Ch > 0,5$	Подтверждение наличие фазы продуктивного флюида. Газ, определяемый по Wh и Bh , связан с нефтью.

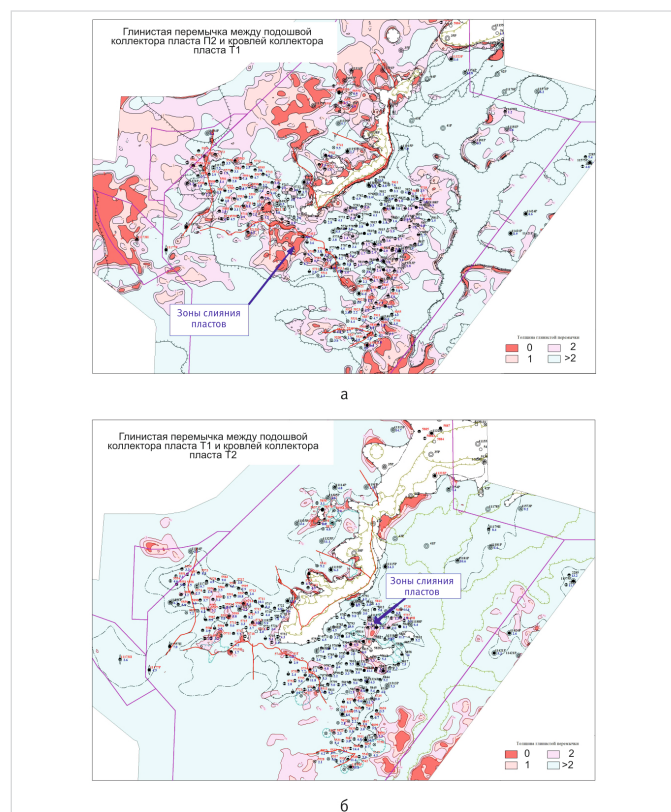


Рис. 5. Глинистая перемычка: а — между подошвой коллектора пласта П2 и кровлей коллектора Т1; б — между подошвой коллектора пласта Т1 и кровлей коллектора пласта Т2
Fig. 5. Clay bridge: а – between the sole of the reservoir P2 and the roof of the collector T1; б – between the sole of the reservoir T1 and the roof of the reservoir T2

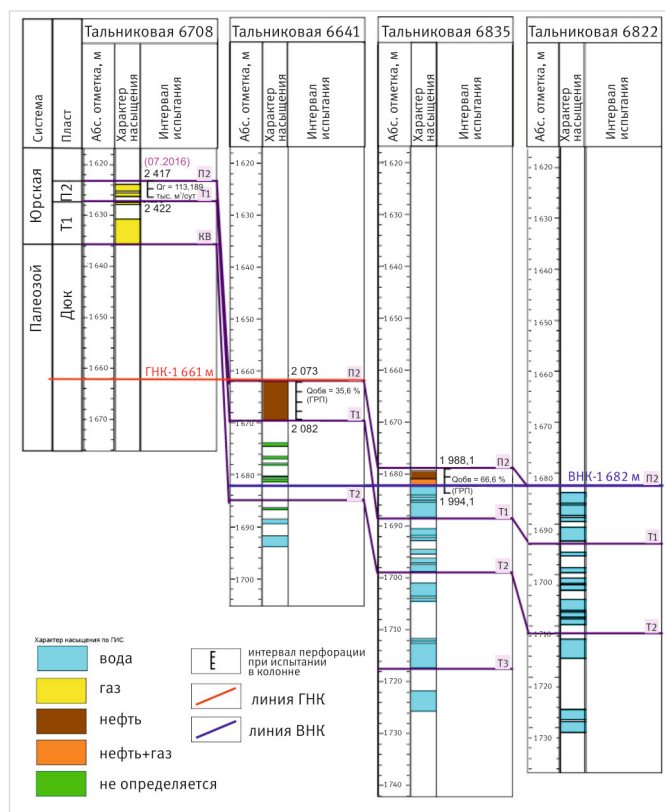


Рис. 6. Схема обоснования ГНК, ВНК пласта П2
Fig. 6. GOC and OWC Justification Diagram for Zone P2

решения в рамках последующей проработки проектно-технической документации, оптимизации размещения эксплуатационного фонда и проектировании этажей проводки эксплуатационных скважин во избежание прорыва газа газовых шапок в зоне дренирования запасов.

Литература

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. и др. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно

освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ. Пермь: 2000. С. 201–202.

2. Романчев М.А., Черных Д.Г., Кириллов А.И. и др. Предварительные результаты комплексного решения задач разработки

Табл. 5. Результаты расчета по методике флюидных коэффициентов по каждой пробе пласта П2, Т1, Т2 метод обобщённого показателя углеводородного состава (ОПУС)
Tab. 5. Results of calculation by the method of fluid coefficients for each sample of the P2, T1, T2 method the method of generalized indicator of hydrocarbon composition (OPUS)

Сква- жина	Пласт	Глубина залегания, м	Метод X-log						
			Фактор смачиваемости		Коэфф. отнош. легких составляющих к тяжелым		Определитель характерного признака нефти		Характер соотношения
			Wh (ср. знач.)	Хар-ка флюида	Bh (ср. знач.)	уменьшается с увеличением плотности флюида, т.е. переходом от газовой фазы к нефтяной	Ch (ср. знач.)	Хар-ка	
6686	П2	2 084–2 089	1,551	газ, увел. плотности	133,5		0,0116	газовый потенциал	по соотношению продуктивный газ
	T1	2 089–2 114	1,914	газ, увел. плотности	128,8		0,0155	Газовый потенциал	по соотношению продуктивный газ
	T2	2 114–2 146	2,852	газ, увел. плотности	71,46	0,0198	Газовый потенциал	по соотношению продуктивный газ	
6683	П2	2 157–2 164	4,094	газ, увел. плотности	40,362	1,94	Газ, связанный с нефтью	по соотношению легкая нефть	
	T1	2 164–2 185	4,746	газ, увел. плотности	37,362	1,063	Газ, связанный с нефтью	по соотношению легкая нефть	
	T2	2 185–2 115	3,906	газ, увел. плотности	43,158	0,826	Газ, связанный с нефтью	по соотношению легкая нефть	
10524	П2	1 962–1 970	3,84	газ, увел. плотности	42,125	1,273	Газ, связанный с нефтью	по соотношению легкая нефть	
	T1	1 970–1 977	3,448	газ, увел. плотности	33,869	1,44	Газ, связанный с нефтью	по соотношению легкая нефть	

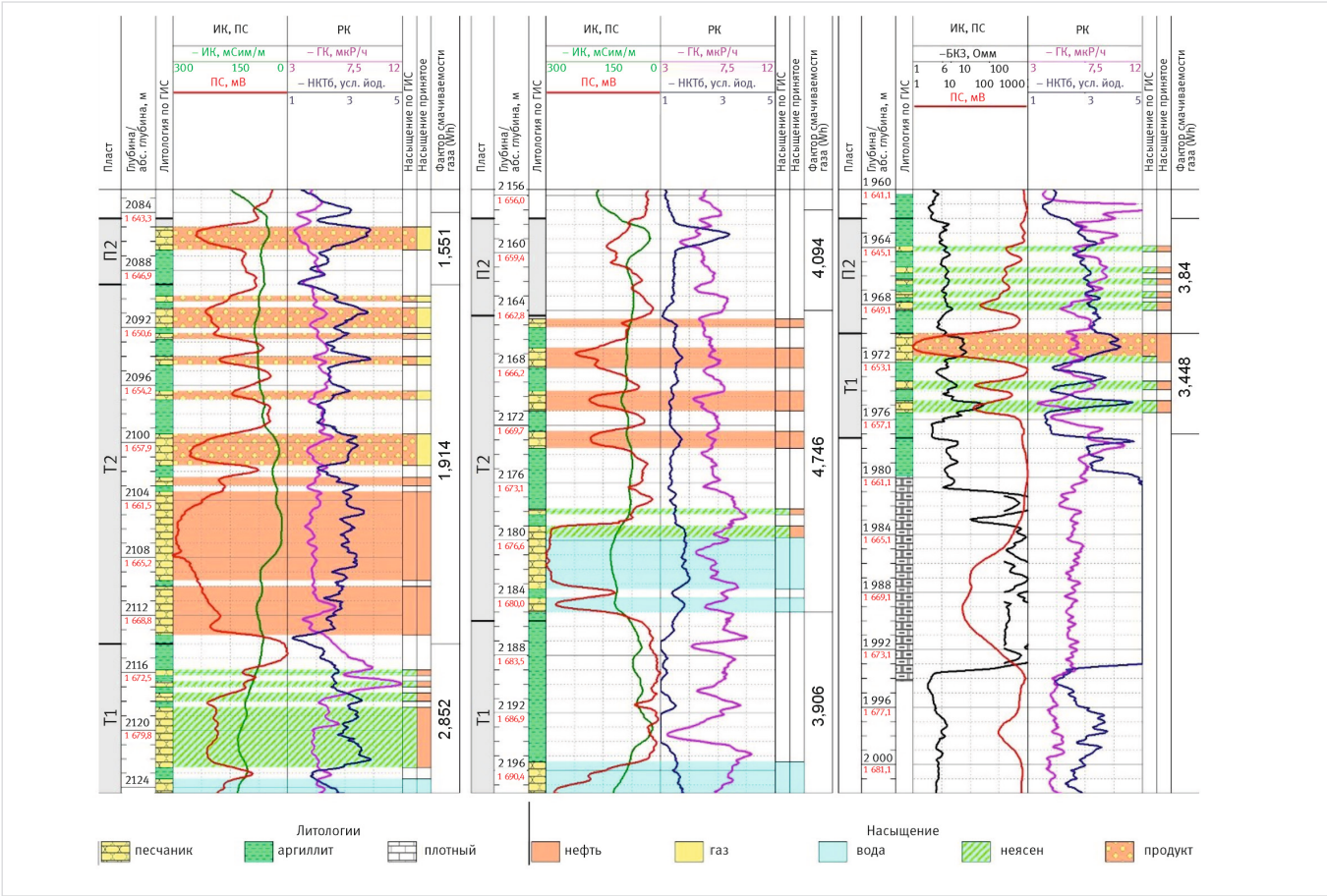


Рис. 7. Геолого-геофизическая характеристика пластов П2, Т1, Т2 скважин 7, 8, 9
Fig. 7. Geological and geophysical characteristics of zones P2, T1, T2 wells 7, 8, 9

юрских отложений месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 66–69.

3. Попов И.П. Обоснование фильтрационно-емкостной модели юрских залежей и формирования трудноизвлекаемых запасов (на примере месторождений Западной Сибири) / Попов И.П., Попов А.И., Лесной А.Н. // Известия Вузов, Нефть и газ, Тюмень, 2010. №2.-С.24-28.
4. Гаврилов С.С. Трёхмерное геологическое моделирование природных резервуаров на основе литолого-фациального анализа (на примере юрских и нижнемеловых отложений Западной Сибири). Диссертация. М., 2008.
5. Гурари Ф.Г. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижне – среднеюрских отложениях Западной Сибири / Гурари Ф.Г., Еханин А.Е. // Геология и геофизика, 1987.-№10.-С.19-26

Табл. 6. Результаты расчета по методике флюидных коэффициентов по каждой пробе пласта П2, Т1, Т2 метод ОПУС

Tab. 6. Fluid Factor Results for Each Formation Sample P2, T1, T2 SLCF

Скважина	Пласт	Глубина залегания, м	Метод ОПУС	Результаты
			Данные расчета	
7	П2	2084,0-2089,0	34,85	Газ свободный средней жирности
	T1	2089,0-2114,0	35,43	Газ свободный средней жирности
	T2	2114,0-2146,0	25,44	Газ свободный средней жирности
8	П2	2157,0-2164,0	32,53	Газ свободный средней жирности
	T1	2164,0-2185,0	28,44	Газ свободный средней жирности
	T2	2185,0-2115,0	26,99	Газ свободный средней жирности
9	П2	1962,0-1970,0	59,39	Газ свободный сухой
	T1	1970,0-1977,0	50,05	Газ свободный средней жирности/ сухой

ENGLISH

Results

In the first step, in order to solve the problem of determining the position of the gas-oil contact, the method of repeated measurement of neutron logging in prospecting and exploration wells relative to background values was applied and data of amplitude characteristics for dependence (LgA_1/A_2 and ΔT) were used. At the second stage, the results of instrumental measurements of formation pressure on the production stock of wells support network were used to further confirm the gas cap and substantiate the hydrodynamic «fusion windows» in the P2 formation. Based on the results of the hydrodynamic studies carried out, it was found that P2 reservoirs were drained below the initial pressure, which confirmed the assumption of a single hydrodynamic system of the whole group of formations within the contour of the deposit. To further confirm the presence of a gas cap in the P2 formation, a fluidic coefficient technique was applied using gas logging data, which confirmed the assumption of a gas cap within the deposit.

Conclusions

Integration of results of geological and geophysical research of wells on neutron and acoustic logging measurements, hydrocarbon gas composition according to geological and technological studies, as well as an analysis of the current state of development taking into account the current state of the hydrodynamic system of the deposit, allowed to assess the resource base with sufficient confidence and substantiate the presence of «fusion windows» between T and P2 formations with a uniform level of gas-oil contact. In addition, a deterministic approach using several methods was used to estimate the phase transitions between oil and gas, This has made it possible to establish a convincing evidence base on the actual status of the gas-oil contact and to provide more consistent technological solutions in the subsequent development of the design document, optimization of the deployment of the production fund and the design of the production well wiring floors to avoid gas caps in the drainage zone.

References

1. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Kidneys N.P. et al. Geological and textic models of the north of Western Siberia and the problem of finding departments of UV in deep horizons. Criteria for assessing oil and gas below industrialized depths and determining the priority areas of exploration. Perm, 2000, P. 201–202. (In Russ).
2. Romanchev M.A., Chernykh D.G., Kirillov A.I. et al. Preliminary results of comprehensive study on development of hard-to-recover oil reserves in jurassic reservoirs. Oil industry, 2013, issue 10, P. 66–69. (In Russ).
3. Popov I.P. Justification of the filtration and capacitive model of the Jurassic deposits and the formation of hard-to-recover reserves (for example, deposits of Western Siberia)/Popov I.P., Popov A.I., Lesnaya A.N. // News of universities, oil and gas, Tyumen, 2010. No. 2.-p.24-28.
4. Gavrilov S.S. Three-dimensional geological modeling of natural reservoirs based on lithological facies analysis) on the example of Jurassic and lower cretaceous deposits of Western Siberia). Diss. Cand. Geol.-min. sci. – M.:2008.
5. Gurari F.G. Patterns of distribution of hydrocarbon deposits in the Lower - Middle Jurassic deposits of Western Siberia / Gurari F.G., Echanin A.E. //Geology and geophysics, 1987.-№10.-p.19-26

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кропотов Михаил Васильевич, начальник управления, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия
Для контактов: mikhail.kropotov@lukoil.com

Кузнецов Иван Сергеевич, главный специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия

Смирнов Дмитрий Владимирович, главный специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

Ламинский Дмитрий Александрович, начальник отдела, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

Панферова Елена Юрьевна, геолог 2-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

Попов Виталий Сергеевич, геолог 1-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия

Kropotov Mikhail Vasilievich, head of department, “LUKOIL-Engineering” LCC, Kogalym, Russia
Corresponding author: mikhail.kropotov@lukoil.com

Kuznetsov Ivan Sergeevich, chief specialist, “LUKOIL-Engineering” LCC, Kogalym, Russia

Smirnov Dmitry Vladimirovich, chief specialist, “LUKOIL-Engneering” LCC, Tyumen, Russia

Laminsky Dmitry Aleksandrovich, head of department, “LUKOIL-Engineering” LCC, Tyumen, Russia

Panferova Elena Yuryevna, geologist of the 2nd category, “LUKOIL-Engineering” LCC, Tyumen, Russia

Popov Vitaly Sergeevich, geologist of the 1st category, “LUKOIL-Engineering” LCC, Kogalym, Russia