

Основные положения усовершенствованной методики подсчета запасов месторождений газа в низкопроницаемых туронских отложениях

О.А. Лознюк¹, К.Б. Кузив^{2*}, Т.Э. Топалова^{2**}, А.П. Коваленко²

1 – ПАО «НК «Роснефть», г. Москва, Россия

2 – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

E-mail: *kbkuziv@tnnc.rosneft.ru, **tetopalova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные положения методики оценки подсчетных параметров залежей газа в низкопроницаемых коллекторах туронского яруса на суше, сформированные на основе многолетнего изучения «надсеноманских» отложений месторождений ПАО «НК «Роснефть», в частности, крупнейшего Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения.

На основании детального анализа характеристик разреза представлены рекомендации по оптимальному комплексу геофизических и гидродинамических исследований в скважинах и исследованиям керна, отобранного в сильно разбухающих глинистых породах кузнецовской свиты.

Ключевые слова: туронские отложения, низкопроницаемый коллектор, геологическая модель, петрофизическая модель.

Для цитирования: Лознюк О.А., Кузив К.Б., Топалова Т.Э., Коваленко А.П. Основные положения усовершенствованной методики подсчета запасов месторождений газа в низкопроницаемых туронских отложениях // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 4(35). С. 3–12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art1>

Необходимость восполнения ресурсной базы и приращения запасов для реализации планов ПАО «НК «Роснефть» по добыче газа привела к интенсивному поиску новых месторождений и газовых залежей в так называемом «надсеноманском» комплексе северо-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции с целью замещения интенсивно разрабатываемых запасов сеноманских отложений. Одним из наиболее перспективных объектов в интервале поиска являются отложения газсалинской алеврито-песчаной продуктивной пачки, локально распространенной вдоль восточной границы Западно-Сибирской платформы [1]. Газовые залежи в газсалинской пачке открыты на Заполярном, Южно-Русском, Ново-

Часельском, Тэрельском и Харампурском месторождениях. Суммарный объем запасов газа в туронских отложениях на разведанных площадях, по оценкам разных экспертов, варьирует от 1,5 трлн м³ [1] до 3 трлн м³ газа [2]. Самая крупная по запасам и по площади залежь газа в породах газсалинской пачки на сегодняшний день выявлена в пределах Харампурского месторождения.

Сложность корректной оценки запасов углеводородов в разрезе турона заключается в геологических особенностях разреза и связанных с ними проблемах в интерпретации стандартного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), рекомендуемого для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в терригенном разрезе [3, 4].

Основные особенности разреза следующие:

– Сравнительно небольшая глубина залегания отложений туронского возраста – от 950 до 1100 м. В этом интервале глубин практически отсутствует дифференциация песчаников и глин по пористости в силу низких коэффициентов уплотнения пород;

– В туроне началась одна из самых масштабных трансгрессий на территории Западно-Сибирской платформы, которая привела к общему погружению бассейна седиментации и формированию на большей части территории пачки относительно глубоководных глинистых отложений. Более проницаемые алеврито-песчаные отложения газалинской пачки формировались преимущественно в переходной зоне и дальней части шельфа в период кратковременных регрессий [1], связанных с незначительным повышением уровня морского дна. Подобные низкоамплитудные изменения рельефа осадочного бассейна практически не фиксируются стандартными методами ГИС, что осложняет процесс выделения коллекторов и внутренних границ циклитов в разрезе турона;

– В направлении с востока на запад происходит уменьшение доли песчаных разностей в составе пород газалинской свиты, вплоть до полного литологического выклинивания. В целом «нетрадиционный коллектор» турона представлен частым переслаиванием алевролитов разной размерности, местами интенсивно биотурбированных (коэффициент биотурбированности $BI = 4-6$), с локальными включениями рассеянного пирита (< 5%). Данная особенность литологического состава и множество микротекстурных и структурных неоднородностей породы делают процесс выделения литотипов по ГИС практически невозможным;

– Состав глинистого цемента и высокое содержание калиевых полевых шпатов в матриксе породы искажают интегральный показатель гамма каротажа (ГК);

– Высокая степень глинистости пород осложняет процесс оценки параметра насыщения.

Исторически оценка ФЕС туронских отложений проводилась по аналогии с ниже-залегавшими сеноманскими отложениями. Петрофизические зависимости, ранее использовавшиеся в определении фильтрационно-емкостных свойств туронских отложений (пласта Т) Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения, были получены на основе керновых данных пласта ПК₁ Западно-Таркосалинского, Южно-Русского месторождений и других аналогов. Накопленные за последние несколько лет данные бурения и геофизических исследований скважин указывают на принципиальное различие туронских и сеноманских отложений. Специально разработанный комплекс ГИС, керновых и гидродинамических исследований (ГДИ) в новых опорных скважинах Харампурского месторождения позволил специалистам ООО «Тюменский нефтяной научный центр» в 2020 г. составить методические указания по оценке подсчетных параметров сухого газа в туронских отложениях на суше, которые были утверждены на уровне ПАО «НК «Роснефть» и согласованы в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых.

В настоящее время наиболее широко применяемым способом оценки начальных геологических запасов углеводородного сырья (в том числе свободного газа) является объемный метод [5], позволяющий оценить не только общее количество, но и пространственное распределение запасов и параметров при условии наличия трехмерной модели.

$$Q_{г0} = F h_{эф.г} K_{п} K_{г} K_{р} K_{t},$$

где $Q_{г0}$ – запасы газа, млрд м³;

F – площадь залежи, тыс. м²;

$h_{эф.г}$ – средняя для залежи эффективная газонасыщенная толщина, м;

$K_{п}$ – средневзвешенный по эффективным толщинам для залежи коэффициент открытой пористости, д.е. (доли единицы);

$K_{г}$ – средневзвешенный по произведению пористости и эффективных толщин для залежи коэффициент газонасыщенности, д.е.;

$K_{р}$ и K_{t} – поправки на пластовое давление и на пластовую температуру соответственно, которые вычисляются по формулам:

$$K_{р} = \frac{p_0 \alpha_0}{p_{ст}}, \quad K_{t} = \frac{T + T_{ст}}{T + T_{пл}},$$

где P_0 – среднее начальное пластовое давление, Мпа; контролируется замерами в скважинах;

α_0 – поправка на отклонение от идеального газа (начальные условия), обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов Z при давлении P_0 ;

$P_{ст}$ – давление при стандартных условиях, равное 0,101325 Мпа;

T – коэффициент перевода температуры из градусов Цельсия в абсолютную температуру, равный 273 °С; $T_{ст} = 20$ °С;

$T_{пл}$ – средняя пластовая температура в залежи, °С.

Согласно разработанной методике, оценка запасов и подсчетных параметров залежей газа в туронских отложениях выполняется стандартным объемным методом, но с учетом специфических характеристик литологического и минералогического состава пород, ранее считавшихся неколлекторами.

Параметр F зависит почти исключительно от геологической модели и контролируется структурой и поверхностью флюидального контакта.

Использование современных 2D и 3D данных сейсморазведки для геометризации залежей позволяет не только уточнить структурные построения, но и дает возможность прогноза характера распределения фильтрационно-емкостных свойств и объема (суммарной мощности) пород-коллекторов в межскважинном пространстве.

На основании комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и данных бурения создается геолого-структурная модель всего месторождения. По результатам анализа структурного строения основных отражающих горизонтов, трассирования дизъюнктивных нарушений и общих толщин определяются основные закономерности накопления и развития продуктивных пластов, формирования ловушек углеводородов, а также геометрия ловушек. Увязка данных сейсморазведки с петрофизическими исследованиями характера насыщения позволяет достаточно точно оконтурить зону газонакопления и оценить наиболее значимый подсчетный параметр – площадь газонасыщенности.

Точность прогноза мощности газонасыщенных пород на Харампурском месторождении контролируется, в основном, качеством первичного сейсмического материала (кратность съемки, качество обработки, наличие записи широкополосного акустического каротажа (АКШ) и т. д.). Трудности расчета прогнозных карт также связаны с низкой контрастностью геологического разреза, характерной для туронских отложений. Одним из решений может стать использование данных высокоточной сеймики, которые позволят получить более надежные прогнозные карты газонасыщенных толщин на количественном уровне.

На этапе создания геологической модели месторождения проводится анализ результатов региональных работ с целью понимания истории геологического развития региона и закономерностей как распространения туронских отложений по площади, так и изменения основных петрофизических свойств.

Туронские отложения на территории Западно-Сибирской платформы сформировались в постсеноманское время в результате морской трансгрессии. Вверх по разрезу четко выделяется ряд регрессивных циклитов, ограниченных поверхностями максимального затопления, сформировавшихся во время периодов кратковременного отступления (обмеления) моря [6].

Отложения представлены представлены алеволитами крупно- и мелкозернистыми с примесью глинистой и песчаной составляющих. На основе новых керновых данных Харампурского месторождения в разрезе туронских отложений удалось выделить достаточно контрастные между собой литолого-петрофизические группы, распределение и объемная доля которых контролируются литофациальной моделью.

Значения параметров $H_{эф.г}$, $K_{п}$, $K_{г}$ в скважинах определяются на основании выполненного комплекса ГИС, ГДИ и керновых исследований и контролируются, в первую очередь, петрофизической моделью. Средневзвешенные по объему пород значения указанных параметров зависят от принятой литофациальной модели пласта и используемых при построении 3D геологической модели прогнозных карт (например, прогнозные карты песчаности по материалам динамической интерпретации данных сейсморазведочных работ) и трендов (в случае установления зависимостей изменения петрофизических параметров с глубиной, удаленностью от источников сноса и т. д.). Применительно к туронским

отложениям было установлено, что величина средневзвешенной эффективной толщины контролируется границами фациального районирования, что увеличивает значимость таких этапов в процессе создания геологической модели пласта, как сиквенс-стратиграфический и фациальный анализы. При наличии материалов 3D сейсморазведки достаточной кратности возможно проведение сейсмофациального анализа, который позволяет уточнить границы геологических тел разного генезиса в межскважинном пространстве.

Актуализированная петрофизическая модель туронских отложений основывается на результатах бурения, качество которых достигалось путем подбора корректного метода вскрытия глинистых пластов и отбором изолированного керна [4].

Вскрытие отложений турона рекомендуется проводить на буровом растворе на углеводородной основе (РУО), что позволяет минимизировать образование каверн и существенно улучшать качество последующей записи данных ГИС малоуглубинными приборами. Применение технологии отбора изолированного керна с сохранением естественной водонасыщенности и стабилизацией керна обеспечивает его сохранность, увеличивает достоверность лабораторных исследований и петрофизической модели.

На основании накопленных геолого-промысловых и геофизических исследований и данных о работе эксплуатационных скважин строится петрофизическая модель и определяются основные подсчетные параметры газомещающих пород:

- $h_{эф}$ – эффективные толщины, м;
- $K_{г}$ – коэффициент газонасыщенности, д.е.;
- $K_{п}$ – коэффициент открытой пористости, д.е.;
- $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, д.е.

Для получения наиболее достоверных значений эффективных толщин туронских отложений на территории Харампурского месторождения рассмотрены различные способы выделения коллекторов по всем имеющимся геолого-петрофизическим данным, в результате чего авторы пришли к следующим выводам:

– Использование прямых качественных признаков (кавернометрии и микрокаротажного зондирования) приводит к занижению истинной эффективной мощности пласта T . Использование количественного критерия по величине $K_{п}$ неоднозначно ввиду слабого контраста изучаемых отложений в разрезе. По тем же причинам результаты фотографирования керна и его послойное макроописание малоинформативны;

– Малоинформативны значения коэффициента глинистости $K_{гл}$, используемые в качестве количественного критерия наличия коллектора при интерпретации базового комплекса ГИС, в частности, – комплексирование нейтронного каротажа по тепловым нейтронам с гамма-гамма плотностным каротажем (НКТ–ГГКп), либо комплексирование потенциала собственной поляризации с удельным электрическим сопротивлением (ПС–УЭС);

– Данные специального комплекса ГИС, в частности, – ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) в скважинах на РУО в сочетании с высокодетальной колонкой рентгеновской компьютерной томографии более информативны для определения эффективных мощностей;

– Фактически работающие интервалы пласта по профилю притока промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин, положительные замеры подвижности газа по методу гидродинамического каротажа, фактический интервальный приток газа при опробовании пластов приборами на кабеле должны подтверждать прогноз коллектора по ГИС.

Важной петрофизической характеристикой туронских пород-коллекторов является пористость. По результатам лабораторных исследований туронские породы-коллекторы слабо уплотнены, имеют преимущественно межзерновую пористость.

В качестве эталонировочных измерений $K_{п}$ на керне производятся замеры:

1) по методу жидконасыщения (вода), приведенные в термобарические условия (ТБУ), – $K_{п\text{вода}}^{\text{ТБУ}}$;

2) по методу ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) при естественном насыщении с донасыщением керосином (рис. 1).

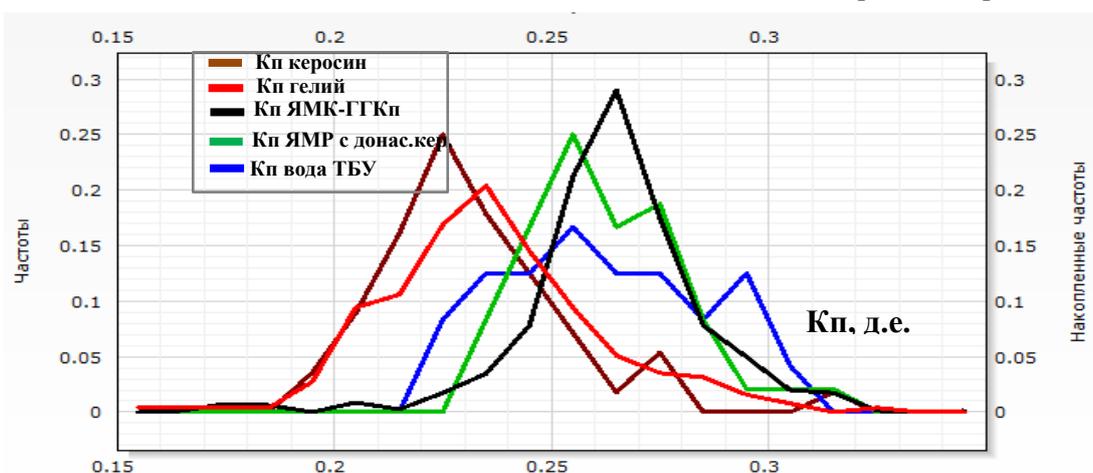


Рис. 1. График распределения коэффициента пористости по керну и ГИС

Для определения K_p туронских отложений используются методы интерпретации специального комплекса ГИС (ядерно-магнитный каротаж, имиджеры, гамма-гамма плотностной каротаж, нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, многозондовый) и базового (нейтронный каротаж (НК), широкополосный акустический каротаж,

акустический каротаж (АК), индукционный каротаж (ИК), боковой каротаж (БК), потенциал собственной поляризации, гамма каротаж, потенциал собственной поляризации, градиент зонд (ГЗ) и др.). Градация по степени достоверности прогноза K_p для туронских отложений в зависимости от используемого комплекса ГИС представлена в табл. 1.

Таблица 1

Погрешность расчета K_p в зависимости от информативности комплекса ГИС

Комплекс ГИС	Методы ГИС	Модель K_p	Погрешность K_p (абс. %)*
Специальный	ЯМК, имиджеры, ГГКп, НКТ, многозондовый ИК, АКШ, ГК	ЯМК–ГГКп	±1,5
Условно расширенный	ГГКп (АК), НК, ИК, ПС, ГК	ГГКп–НК, АК–НК	±2
Базовый	НКТ, ИК (БК), ПС, ГК	НКТ	±3
Ограниченный	ИК (БК, ГЗ), ПС, ГК	ПС	±5

*Оценена по данным Харампурского месторождения относительно керновых эталонировочных измерений.

Существует несколько способов определения коэффициента водонасыщенности (K_v) для туронских отложений. С учетом двухфазного насыщения залежей отложений пласта Т (газ + вода) коэффициент газонасыщенности $K_g = 1 - K_v$.

Керновые исследования, рекомендуемые в качестве эталонировочных, для оценки характера насыщения – измерения на керне (Закс) с сохраненной водонасыщенностью, а

также капилляриметрия. Результаты исследований показывают достоверный результат с сохранением общей закономерности изменения водонасыщенности вверх по разрезу.

Применение модели Ваксмана–Смитса позволяет добиться более достоверного прогноза K_v с большей теснотой корреляционной связи с данными K_v по керну, чем модель Арчи–Дахнова (рис. 2).

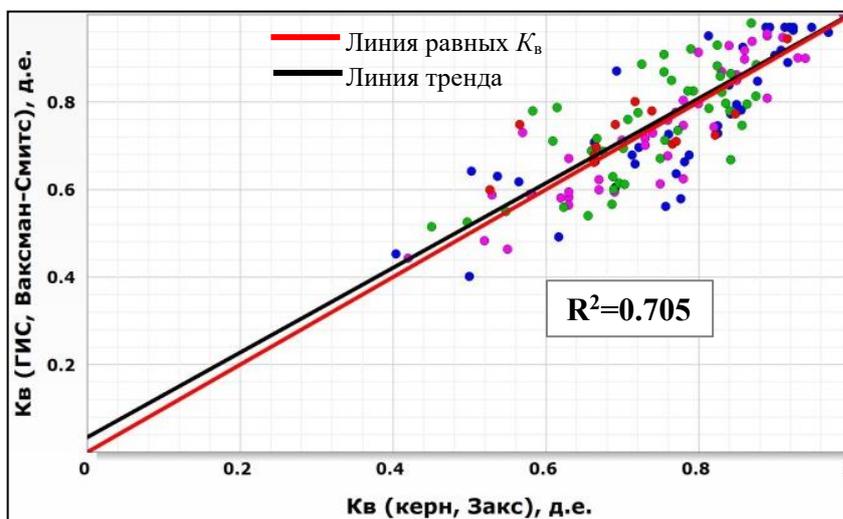


Рис. 2. Кросс-плот сопоставления K_v по керну (Закс) и ГИС (Ваксман–Смитс)

В условиях формирования газовой залежи турона за счет миграции газа из пласта ПК₁ капиллярная модель насыщенности не менее показательна к определению коэффициента остаточной водонасыщенности ($K_{во}$). Для построения капиллярной модели применимы уравнения аппроксимации фактических капиллярных экспериментов в капиллярную модель насыщения по ГИС. Наиболее подходящими для прогноза $K_{во}$ являются аппроксимирующие функции Бакли–Левретта, Томира, Брукса–Кори, Харрисона и др. [7].

При отсутствии собственных керновых измерений, необходимых для построения капиллярной модели, возможно использование данных соседних, более изученных, месторождений-аналогов, в том числе и Харампурского месторождения.

При моделировании сложных геологических объектов, обладающих дополнительными факторами, определяющими величину значений проницаемости туронских отложений ($K_{пр}$), такими как микронеоднородность, появление наложенных постседиментационных процессов (биотурбация, слюдизация, карбонатизация и др.), сложность пустотного пространства (форма и размер пор) и

капилляров, нужно учесть, что зависимость $K_{пр}$ от $K_{п}$ является нестабильной.

Таким образом, в условиях низкопроницаемого неоднородного коллектора, формирование которого происходило в условиях дефицита привносимого грубообломочного материала, низкой динамики бассейна седиментации с преобладанием глинисто-алевритовых осадков, параметр проницаемости оказывает значительное влияние на оценку других подсчетных параметров, в частности, на коэффициент газонасыщенности. Для достоверного расчета $K_{пр}$ необходимо использовать методы, учитывающие вариации проницаемости в зависимости от типизации породы, сложности пустотного пространства, глинистости (ввиду неоднородности глинистых отложений):

1) Разделение зависимости прогноза $K_{пр}$ на индивидуальные тренды для выделенных литотипов по керну;

2) Использование дополнительных петрофизических свойств в построении зависимости $K_{пр}$ от $K_{п}$. Такими являются $K_{гл}$ или $K_{во}$. На примере данных по туронским отложениям Харампурского месторождения составлена зависимость $K_{пр} = f(K_{п}, K_{гл})$, представленная на рис. 3. Цветовой кодировкой показан $K_{гл}$.

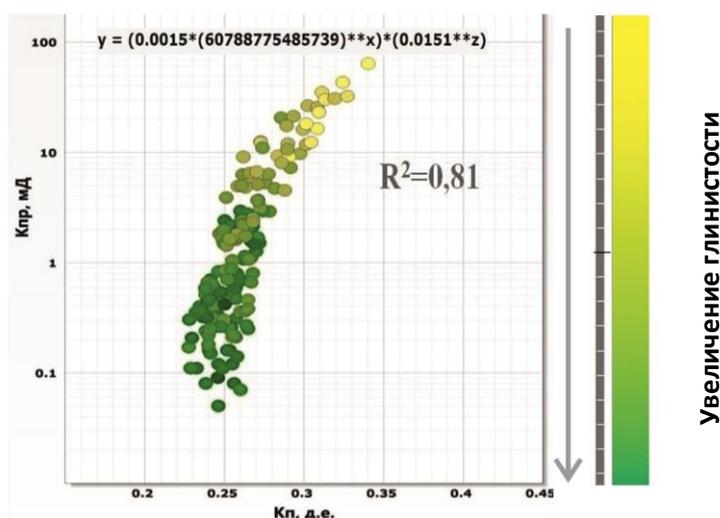


Рис. 3. Кросс-плот трехмерной зависимости $K_{пр}$ от ($K_{п}$, $K_{гл}$) для туронских отложений на примере Харампурского месторождения

В табл. 2 представлено сравнение параметров туронской залежи Усть-

Часельского месторождения, рассчитанных по стандартной и специальной методикам.

Таблица 2

Сравнение подсчетных параметров, рассчитанных по стандартной и специальной для турона методикам, с результатами изучения керна на Усть-Часельском месторождении

№ скв.	Параметр, ед. изм.	Рассчитанные значения ФЕС		Отклонения значений ФЕС, рассчитанных по специальной для пласта Т методике, от данных по керну	
		Специальная методика	Классическая методика	Среднеквадратичное	Систематические
№ 2	K_p , д.е.	0,275	0,32	$\pm 0,03$	$< 0,01$
	K_r , д.е.	0,39	0,6	$< 0,1$	+0,04
	$H_{эф}$, м	24,7	20,9	$< 10\%$ (отн.)	-
№ 1	K_p , д.е.	0,28	0,31	$\pm 0,03$	$< 0,01$
	K_r , д.е.	0,39	0,59	$< 0,1$	+0,04
	$H_{эф}$, м	27,6	21,8	$< 5\%$ (отн.)	-

В результате создания уникальной петрофизической модели туронского пласта Харампурского месторождения удалось доказать, что подсчетные параметры кардинально отличаются от полученных ранее по стандартной для пластов сеномана методике. Погрешность при специализированном определении основных подсчетных параметров турона минимальна, и модель применима к другим месторождениям.

Параметры P_0 , $P_{ст}$, T_0 , $T_{ст}$, $T_{пл}$, α_0 – величины стандартные или определенные в результате замеров, контролируются ГОСТ Р 56676-2015 «Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования» (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 28.10.2015 № 1637-ст) [5].

Выводы

1. Специальная авторская методика оценки подсчетных параметров сухого газа туронских залежей представляет собой

комплекс специализированных подходов к определению подсчетных параметров начальных геологических запасов сухого газа на суше. Методика основана на результатах изучения наиболее исследованного в ПАО «НК «Роснефть» туронского резервуара, приуроченного к Харампурскому месторождению и месторождениям Харампурского кластера.

2. По опыту туронской залежи Харампурского месторождения, переход к специальной методике оценки подсчетных параметров газа привел к созданию новых геологической и петрофизической моделей, отличных от принятых ранее и построенных по аналогии с пластами сеномана.

Специальный подход к определению подсчетных параметров эффективных толщин заключается в использовании рентгеновской томографии при выделении коллекторов, использовании специального комплекса ГИС, в частности, ЯМК, в сочетании с высокодетальной колонкой рентгеновской компьютерной томографии.

Для достоверного расчета коэффициента проницаемости необходимо использовать методы, учитывающие вариации проницаемости в зависимости от типизации породы, сложности пустотного пространства, глинистости, ввиду неоднородности глинистых отложений.

Для расчета значения коэффициента пористости туронских отложений наиболее подтверждаема фактическими замерами на Харампурском месторождении специальная модель ГИС: ЯМК–ГГКп, НКТ–ГГКп, НКТ.

Среди моделей K_v по методам ГИС наиболее показательны методики электрических моделей Ваксмана–Смитса. В условиях доказанного формирования газовой залежи турона за счет миграции газа из пласта ПК₁ капиллярная модель насыщенности не менее показательна к определению $K_{во}$.

3. Созданная методика была апробирована на месторождениях ПАО «НК

«Роснефть» и показала высокую степень подтверждения результатов, полученных исследованиями керна. Погрешность при специализированном определении основных подсчетных параметров пласта минимальна, что позволяет применять указанные методы к другим месторождениям с продуктивными отложениями турона.

4. Специальная методика оценки подсчетных параметров сухого газа туронских залежей позволила повысить достоверность петрофизической и геологической моделей объекта, рассчитать начальные геологические запасы газа с более высокой степенью точности, что, в свою очередь, сделает возможным корректное обоснование экономически эффективной стратегии и позволит эффективно вовлечь в разработку перспективные участки туронских газовых залежей Западной Сибири.

Литература

1. *Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А.* К вопросу о турон-раннеконьякском осадконакоплении в пределах Западно-Сибирской плиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 7. С. 19–26. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-7-19-26>
2. *Попов А.П.* Российские компании готовы к добыче туронского газа: интервью // Нефтегазовая вертикаль. 2018. № 2. С. 59–62.
3. *Мальшаков А.В., Ошняков И.О., Кузнецов Е.Г.* и др. Инновационные подходы к изучению гетерогенных анизотропных коллекторов отложений туронского возраста для достоверной оценки их фильтрационно-емкостных свойств // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 18–22.
4. *Malshakov A.V., Oshnyakov I.O., Zhadaeva E.A.* et al. Justification of microlayered Turonian age deposits petrophysical model for reliable reservoir properties assessment // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182501-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/182501-MS>
5. ГОСТ Р 56676-2015. Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования. М.: Стандартинформ, 2016. 27 с.
6. *Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А.* Фациальная модель верхнего мела Западной Сибири // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2017. Т. 2, № 1. С. 101–105.
7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порожун, Г.Г. Яценко. М.; Тверь: НПП Тверьгеофизика, 2003. 258 с.

Main principles of the improved technique for the estimation of gas reserves in low-permeability Turonian sediments

O.A. Loznyuk¹, K.B. Kuziv^{2*}, T.E. Topalova^{2**}, A.P. Kovalenko²

1 – Rosneft Oil Company PJSC, Moscow, Russia

2 – Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: *kbkuziv@tnnc.rosneft.ru, **tetopalova@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article describes the main principles of estimating volumetric parameters of gas onshore deposits in low-permeability reservoirs of the Turonian stage that were formed as a result of the long-term study of “supra-Cenomanian” sediments at the fields of Rosneft Oil Company PJSC, in particular, at the largest Kharampurskoye oil and gas condensate field.

Based on a detailed analysis of the section, the authors formulated recommendations for optimal logging suite, well testing and analysis of the core taken from highly swellable clay rocks of the Kuznetsov formation.

Keywords: Turonian sediments, low-permeability reservoir, geological model, petrophysical model.

Citation: Loznyuk O.A., Kuziv K.B., Topalova T.E., Kovalenko A.P. Main principles of the improved technique for the estimation of gas reserves in low-permeability Turonian sediments // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 4(35). P. 3–12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art1> (In Russ.).

References

1. Kudamanov A.I., Agalakov S.E., Marinov V.A. The problems of Turonian–early Coniacian sedimentation within the boundaries of the West Siberian plate // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2018. No. 7. P. 19–26. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-7-19-26> (In Russ).
2. Popov A.P. Russian companies are ready for the production of Turonian gas: interview // *Oil and Gas Vertical*. 2018. No. 2. P. 59–62. (In Russ).
3. Malshakov A.V., Oshnyakov I.O., Kuznetsov E.G. et al. Innovative approaches to study heterogeneous anisotropic reservoirs of Turonian deposits for reliable assessment of reservoir properties // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 11. P. 18–22. (In Russ).
4. Malshakov A.V., Oshnyakov I.O., Zhadaeva E.A. et al. Justification of microlayered Turonian age deposits petrophysical model for reliable reservoir properties assessment // *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016*. Paper SPE-182501-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/182501-MS>
5. GOST R 56676-2015. Gas and condensate field development project. Gas and gas-condensate reserves estimation by volumetric method. Main technical requirements. Moscow: Standardinform, 2016. 27 p. (In Russ.).
6. Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Marinov V.A. Facies model of the Western Siberia Upper Cretaceous // *Interexpo Geo-Siberia*. 2017. Vol. 2, No. 1. P. 101–105. (In Russ.).
7. Methodical recommendations for the estimation of geological reserves of oil and gas by the volumetric method / Ed. by V.I. Petersilie, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko. Moscow; Tver: Tvergeofizika SPC, 2003. 258 p. (In Russ.).