УДК 622

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ХМАО-ЮГРЫ

[1]Севастьянов А.А., [1]Коровин К.В., [1]Зотова О.П., [2]Зубарев Д.И.

[1]ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: zotovaop@tsogu.ru;
[2]ООО «Научно-исследовательский инновационный центр нефтегазовых технологий», Тюмень, e-mail: contact@ogtcentre.ru

В работе дан обзор условий осадконакопления ачимовской толщи на территории Западной Сибири. Представлена оценка средних коллекторских свойств, добычных характеристик, составных коэффициента нефтеизвлечения. Проведен анализ вероятно-статистического распределения основных подсчетных параметров для отложений ачимовской толщи. Проведена оценка ресурсного потенциала по вероятностной шкале, используемой в классификации PRMS (система управления нефтяными ресурсами). Проведена количественная и качественная оценка соответствия объектов ачимовского нефтегазоносному комплексу критериям отнесения запасов к трудноизвлекаемым. Определены основные факторы, затрудняющие процесс выработки запасов на пластах ачимовской толщи с использованием современных технологий. Представлены результаты анализа эффективности применяемых технологий (скважины с горизонтальным окончанием, гидравлический разрыв пласта). Выполнен прогноз добычи нефти по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре на долгосрочную перспективу.

Ключевые слова: ачимовские отложения, трудноизвлекаемые запасы, эффективность ГТМ, прогноз добычи нефти

FEATURES OF THE STRUCTURE AND ASSESSMENT OF THE POTENTIAL OF ACHIMOV DEPOSITS IN KHMAO-YUGRA

[1]Sevastyanov A.A., [1]Korovin K.V., [1]Zotova O.P., [2]Zubarev D.I.

[1]Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen Industrial University», Tyumen, e-mail: zotovaop@tsogu.ru;
[2]OOO «Research Innovation Center Petroleum Technology», Tyumen, e-mail: contact@ogtcentre.ru

The paper gives an overview of the conditions of formation of the Achimov deposits in Western Siberia. Presents estimates of average reservoir properties, mining characteristics, composite oil recovery factor. The analysis of the likely-statistical distribution of the basic calculation parameters for the Achimov strata of sediment. The evaluation of the resource potential on the probability scale, used in the classification of prms (petroleum resources management system). Conducted quantitative and qualitative assessment of compliance of objects with complex Achimov oil and gas complex the criteria for classification as reserves difficult to recover. The main factors that hinder the process of development of reserves at Achimov using modern technologies. The results of the analysis of efficiency of applied technologies (wells with horizontal completion, hydraulic fracturing). Made a forecast of oil production in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra for the long term.

Keywords: Achim deposits, hard to recover reserves, HTR, the effectiveness of GTM, oil production forecast

Изучением неокомского комплекса долгие годы занимались такие ученые, как И.И. Нестеров, А.М. Брехунцов, М.Я. Рудкевич, Ф.Г. Гурари, Н.Н. Ростовцев, О.М. Мкртчян, В.И. Шпильман, Л.Я. Трушкова, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов и другие.

Л.Я. Трушкова одна из первых предприняла попытку построения детальной схемы стратификации неокома центральных районов Западной Сибири [6]. По ее мнению, горизонтально лежащие свиты латерально замещают друг друга. Было показано, что песчаные пласты тарской, мегионской и вартовской свит ($Б_1$–$Б_{15}$) ступенчато омолаживаются с юго-востока на северо-запад от низов валанжина до готерива. Принципы корреляции, предложенные Л.Я. Трушковой, разделяют многие исследователи, среди которых И.И. Нестеров, А.П. Соколовский, Б.А. Онищенко, Т.Ф. Колмаков, В.С. Старосельцев, А.Е. Еханин, Ю.В. Брадучан и др.

Представления о горизонтально-слоистом строении неокома были высказаны Ю.В. Брадучаном в 1973 г., а также А.Е. Еханиным и др. в 1978 г.

Во второй половине 1970-х годов А.Л. Наумовым была обоснована и разработана косослоистая модель строения разреза неокома Западно-Сибирского палеобассейна и предложена клиноформенная модель.

Ф.Г. Гурари [1] считает, что причинами образования клиноформ являются флуктуации климата и тектонический режим областей сноса обломочного материала, в результате чего осадочный материал поступал в бассейн пульсационно.

Ачимовская толща – отложения подводных конусов выноса в глубоководных областях авандельтового комплекса, сформированного в результате регрессивного накопления бассейна с востока на запад. Основные механизмы формирования ачимовских подводных конусов выноса – это турбидиты, оползни, пески срыва и подводные течения, которые проявлялись периодически под влиянием климатических изменений. Это свидетельствует о сложном строении ачимовского комплекса [7, 14].

На формирование неантиклинальных ачимовских ловушек влияет также структурный план баженовской свиты. При этом перед выступами «бажена» образовывались мощные песчаные ловушки.

Коллекторы ачимовской толщи представлены мелко- и среднезернистыми полимиктовыми песчаниками с карбонатно-глинистым цементом, нередко трещиноватые. Обломочный материал состоит из кварца, полевых шпатов, обломков пород фундамента, содержащихся примерно в равных соотношениях и сцементированных кальцитом, сидеритом, глинистым материалом. Фильтрационно-емкостные свойства резко меняются в пределах небольших участков как по латерали, так и по вертикали. Среднее значение открытой пористости – 17%, начальной нефтенасыщенности – 54,4%, карбонатности 0–6%, проницаемости – 11 мД. Вниз по разрезу отмечается закономерное уменьшение значений открытой пористости и проницаемости, а также с удалением от области сноса песчаного материала в зоны погружения. Дебиты невысокие: 2–10 т/сут, редко до 30 т/сут.

На основании анализа фациальных схем, карт общих толщин и реконструкций палеорельефа выделяют шесть основных типов разрезов. Установлено, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают типы разрезов, приуроченные к потоковым и гравитационным зонам.

В 80% случаев коэффициенты извлечения нефти ачимовских объектов варьируются от 0,195 до 0,35 д. ед. Анализируя составляющие коэффициента извлечения нефти, следует отметить, что для ачимовских объектов в большинстве случаев характерен низкий коэффициент вытеснения – менее 0,5 д. ед. Для коэффициента охвата – характерен существенный разброс показателя от 0,4 до 0,7 д. ед.

Проведенный авторами данной работы анализ вероятно-статистического распределения основных подсчетных параметров для отложений ачимовской толщи и использование метода статистического моделирования Монте-Карло при 50 тысячах реализаций случайных процессов позволил установить образ залежи, добычной потенциал которой оценен по вероятностной шкале, используемой в классификации PRMS. Результаты представлены в табл. 1. Следует отметить, что при 10 и 50 тысячах реализаций случайных процессов оценка величины извлекаемых запасов изменялись незначительно.

Таблица 1

Вероятностное распределение основных подсчетных параметров и извлекаемых запасов нефти

Параметр вероятности	Площадь	Нефтенасыщенная толщина	Открытая пористость	Начальная нефтенасыщенность	Пересчетный коэффициент	Плотность нефти	КИН	Оценка извлекаемых запасов вероятной залежи
Ед. изм.	тыс. м^2	м	д. ед.	д. ед.	д. ед.	г/см^3	д. ед.	млн т
P90	30000	5,0	0,16	0,46	0,800	0,831	0,20	1,7
P50	118370	9,8	0,17	0,55	0,865	0,851	0,25	22,0
P10	163800	15,0	0,19	0,62	0,920	0,867	0,35	47,0

Таким образом, с вероятностью 90% величина извлекаемых запасов залежи нефти оценивается 1,7 млн т, при 50% – 22 млн т, а с вероятностью 10% – величина запасов прогнозируется 47 млн т.

Изученность наиболее перспективной территории развития клиноформ ачимовской толщи поисково-разведочным бурением оценивается в 65%, соответственно 35% процентов территории имеет потенциал для наращивания ресурсной базы ХМАО-Югры.

Из 132 объектов разработки, выделенных из пластов ачимовской толщи на месторождениях ХМАО-Югры, 65 разрабатывается, на 47 применяется заводнение и еще

на 4 заводнение прекращено, по остальным объектам освоение ведется в условиях естественного режима. На 20 объектах отмечается эпизодическая добыча нефти из поисковых и разведочных скважин. Недоразведанными на ачимовском НГК остаются 92 из 132 объекта.

Всего из объектов ачимовской толщи с начала разработки добыто 240 млн т, из которых 17,9 млн т – в 2015 году. Более 90% годовой и накопленной добычи и обеспечено за счет 17 объектов разработки по месторождениям, среди которых выделяются такие крупные, как Малобалыкское, Конитлорское, Тагринское.

Низкий уровень нефтеотдачи характеризует запасы ачимовского НГК как трудноизвлекаемые, т.е. разработка ачимовских объектов осложнена различными факторами, главным образом геолого-физическими. Согласно «Классификации трудноизвлекаемых запасов» (Э.М. Халимов, Н.Н. Лисовский, 2005 г.) можно выделить 7 признаков, каждому из которых удовлетворяет как минимум 1 объект ачимовского НГК.

Перечисленные геолого-физические факторы обуславливают технологические особенности разработки. Так, например, традиционное заводнение зачастую неэффективно в условиях низкой проницаемости, недонасыщенности коллекторов и прерывистого строения. Наличие контактных зон препятствует широкому применению гидроразрыва пласта как наиболее эффективного метода интенсификации отборов. Высокая расчлененность разреза, особенно при разработке многопластового объекта, требует при строительстве скважин сложного профиля и проведения зонного либо селективного ГРП. Принципиальными решениями, определяющими эффективность разработки ачимовских объектов, являются плотность сетки скважин, адаптивность системы разработки, тип скважин, методы интенсификации и повышения нефтеотдачи [2–5, 8–13].

Низкие коллекторские свойства пластов ачимовской толщи обусловили предпочтительное применение на них механических методов воздействия – горизонтальное бурение, бурение боковых стволов, гидроразрыв пласта.

Таблица 2

Соответствие объектов ачимовского НГК критериям отнесения запасов к трудноизвлекаемым

Критерий, осложняющий разработку	Содержание	Число объектов	Средний КИН, д. ед.	Средний $K_{выт}$, д. ед.	Средний $K_{охв}$, д. ед.
Аномальность свойств	Газовый фактор более 200 нм^3/т	11	0,265	0,421	0,629
Низкопроницаемый коллектор	Проницаемость менее 0,03 мкм^2	126	0,255	0,448	0,57
Прерывистый пласт	Песчанистость менее 0,6	108	0,258	0,449	0,574
Сильнорасчлененный пласт	Расчлененность более 3	110	0,257	0,449	0,573
Малая нефтенасыщенная толщина	Менее 2 м	8	0,202	0,439	0,461
Низкая нефтенасыщенность	Менее 55%	87	0,262	0,452	0,579
Контакт «нефть – вода»	Нефтенасыщенная толщина – менее 3 м	28	0,242	0,395	0,612

Общее количество соответствий геолого-физических факторов, признаку трудноизвлекаемости составило 478 случаев, то есть на каждый объект разработки, приуроченный к пластам ачимовской толщи, приходится 3–4 критерия.

Основными факторами, осложняющими разработку ачимовских объектов, являются низкая проницаемость коллекторов, высокая расчлененность, прерывистость, низкая нефтенасыщенность. Кроме того, большая часть объектов являются недоразведанными, многопластовыми.

Опыт бурения горизонтальных скважин отмечен на 25 объектах ачимовского НГК по 21 месторождению. Входной дебит составляет в среднем 36,8 т/сут, что в 1,68 раза превышает аналогичный показатель по наклонно-направленным скважинам. Дренируемые запасы по скважинам с горизонтальным окончанием также выше, чем по скважинам с обычным профилем (в 1,32 раза), и составляют 77 тыс. т/скв [3, 4].

Таблица 3

Сопоставление эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием и ННС на ачимовских объектах

Значение	Входные дебиты по нефти, т/сут		Входная обводненность, %		Дренируемые запасы на скважину, тыс. т		Геолого-геофизические параметры						
	ГС	ННС	ГС	ННС	ГС	ННС	вязкость, сПз	Гф, нм^3/т	k, мД	$S_н$, д. ед.	$K_{пес}$, ч	$K_{расч}$	$h_{эф.н}$, м
Среднее	36,9	21,2	34,5	37,6	76,9	66,5	1,5	84,1	15,7	0,5	0,4	10,3	8,0
Мин.	1,2	3,5	2,7	9,0	1,0	30,6	0,4	42,0	0,8	0,4	0,1	2,8	2,4
Макс.	95,3	49,1	87,6	88,3	410,7	122,2	5,9	249,0	113,3	0,7	0,8	26,3	21,7

Сопоставляя основные геолого-физические параметры ачимовских объектов, применительно к эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием, следует отметить, что низкая эффективность была получена в условиях с кратно меньшей проницаемостью, более низкими значениями песчанистости и нефтенасыщенности.

Также по результатам проведенного анализа установлена зависимость между средними дренируемыми запасами на горизонтальную скважину и средней проницаемостью эксплуатационного объекта. Согласно этой зависимости, для обеспечения дренируемых запасов в объеме 65 тыс. т на горизонтальную скважину необходима проницаемость на уровне 10–12 мД. На пластах с проницаемостью менее 10 мД горизонтальное бурение оценивается как малоэффективное, в том числе по причине недонасыщенности пластов, с которой на ачимовских объектах часто сочетается низкая проницаемость.

Следует также отметить, что входная обводненность скважин напрямую обусловлена величиной начальной нефтенасыщенности. При нефтенасыщености пласта 0,4 д. ед. обводненность продукции превышает 90% и не представляет промышленной значимости.

В свою очередь, высокая расчлененность (порядка 10) и невысокие значения нефтенасыщенной толщины (5–10 м), которые обычно служат геолого-физическими критериями применимости горизонтального бурения при проектировании разработки и обосновании программы ГТМ, не оказали влияния на результаты по ачимовским объектам.

Препятствием к широкому применению ГРП на объектах ачимовского НГК служит наличие контактных запасов (водонефтяных зон), а также недонасыщенность нефтесодержащих пропластков, что может привести к интенсификации в первую очередь притока воды, а не нефти. Средние показатели применения ГРП на объектах приведены в табл. 4.

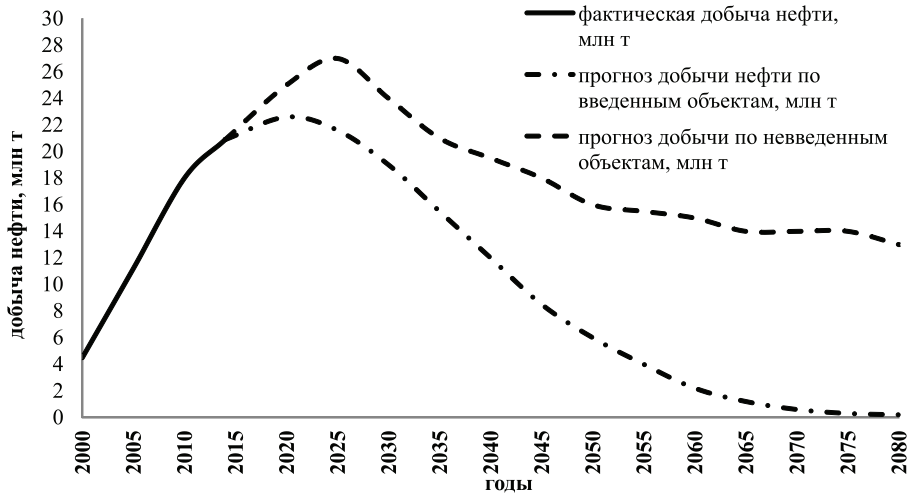
В отличие от бурения скважин сложного профиля ГРП во всех рассмотренных случаях показали эффективность. Отмечается высокая кратность увеличения дебита нефти 7,5 ед.

Обобщение результатов ГРП позволяет сделать следующие оценки так, например, при исходном дебите по нефти 1 т/сут, за счет проведения ГРП возможно его увеличение до 13 т/сут, для обеспечения такого прироста потребуется около 80 т проппанта на 1 операцию. Если дебит до ГРП составляет 5 т/сут, операция гидроразрыва увеличит его до 18–20 т/сут (в 3,7–4 раза), при этом потребуется масса проппанта порядка 30 т.

Таблица 4

Показатели эффективности ГРП на объектах ачимовской толщи

Значение	Средний дебит по нефти, т/сут		Средняя обводненность, %		Прочие показатели		
	до	после	до	после	масса проппанта, т	кратность увеличения дебита нефти	дополнительная добыча, тыс.т/операцию
Среднее	6,3	16,7	24,4	56,3	62,4	7,5	4,0
Минимальное	0,8	1,1	3,2	13,6	16,0	1,8	1,6
Максимальное	27,5	48,7	51,6	95,9	177,7	20,0	9,5



Оценка уровней добычи нефти по объектам ачимовской толщи

Таким образом, величины КИН по большинству ачимовских объектов составляют от 0,2 до 0,3 д. ед., что в 1,5–2 раза ниже средних показателей по месторождениям ХМАО. Опыт применения современных методов воздействия на ачимовских объектах показал чрезвычайную чувствительность показателей эффективности к коллекторским свойствам и нефтенасыщенности. Уровень нефтеотдачи большинства объектов ачимовского НГК и эффективность современных технологий воздействия на пласт обуславливают необходимость применения инновационных технологий увеличения нефтеотдачи, в т.ч. альтернативных традиционному заводнению.

На основе анализа текущих тенденций по разрабатываемым объектам ачимовской толщи [15], объемах бурения, проведения ГРП, ГС, МУН и их эффективности, выполнен прогноз добычи нефти по введенным и невведенным в разработку объектам. Прогноз осуществлен с использованием алгоритмов, описанных в работе [5].

Результаты проведенной оценки свидетельствуют о том, что применение современных традиционных технологий может обеспечить добычу нефти из ачимовской толщи в обозримом будущем на уровне 18–27 млн т. Исходя из текущих темпов падения добычи по ХМАО-Югре порядка 2,5–3% в год, следует, что дальнейшая разработка объектов ачимовской толщи с применением современных технологий воздействия не позволит решить проблему снижения темпов падения добычи нефти в регионе.

Список литературы

1. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – С. 3–23.

2. Зотова О.П., Севастьянов А.А. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефть и газ Западной Сибири: сборник материалов Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича. ТюмГНГУ; отв. ред. П.В. Евтин. Тюмень. – 2015. – С. 69–71.

3. Медведский Р.И., Даниэлян Ю.С., Севастьянов А.А. Способ определения потенциальных и рентабельных извлекаемых запасов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1999. – № 5. – С. 24–29.

4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – СПб.: Недра, 2004. – 192 с.

5. Медведский Р.И., Севастьянов А.А., Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2004. – № 13. – С. 54.

6. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность Ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 247 с.

7. Нестеров И.И., Шпильман В.И. и др. Перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Тюменской области // Геология нефти и газа. – 1985. – № 4. – С. 8–13.

8. Севастьянов А.А., Карнаухов К.Н., К.В. Коровин Обоснование технологических решений для повышения эффективности выработки запасов нефти. Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании: сб. материалов II Международной научно-технической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – С. 178–182.

9. Севастьянов А.А., Коровин К.В. Оценка коэффициентов охвата по промысловым и геологическим данным // V конференция молодых специалистов организаций, осуществляющих виды деятельности, связанной с пользованием участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры: сборник тезисов докладов. – Уфа: монография, 2005. – С. 184–186.

10. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Т. 11. – № 1. – С. 6–9.

11. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Оценка кондиционности запасов ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Т. 11. – № 1. – С. 36–39.

12. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Карнаухов А.Н. Выявление особенностей механизма выработки запасов нефти по месторождениям Ханты-Мансийского автономного округа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 3. – С. 32–38.

13. Толстолыткин И.П., Мухарлямова Н.В., Севастьянов А.А., Сутормин С.Е. // Проблемы эффективного использования запасов нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа. Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 5. – С. 41–45.

14. Трушкова Л.Я. К стратиграфии отложений неокома Обь-Иртышского междуречья // Геология нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1966. – С. 52–64.

15. Шпильман А.В., Коровин К.В., Савранская М.П. Перспективы освоения ТРИЗ В ХМАО-ЮГРЕ // НЕФТЬГАЗТЭК: материалы 6 Тюменского международного инновационного форума. Правительство Тюменской области Комитет по инновациям Тюменской области. Тюмень. – 2015. – С. 461–464.