

УДК 622.038

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ НА ТЕРРИТОРИИ ХМАО-ЮГРЫ

<sup>1</sup>Севастьянов А.А., <sup>1</sup>Коровин К.В., <sup>1</sup>Зотова О.П., <sup>2</sup>Зубарев Д.И.

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: zotovaop@tsogu.ru;

<sup>2</sup>ООО «Научно-исследовательский инновационный центр нефтегазовых технологий»,  
Тюмень, e-mail: contact@ogtcentre.ru

В работе проведен анализ геологических особенностей строения тюменской свиты, представлены условия осадконакопления среднеюрских отложений на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Приведена характеристика коллекторов основной продуктивной части горизонта ЮС2. Выявлены геолого-физические факторы, оказывающие влияние на технологические решения по выработке запасов. Представлены результаты анализа эффективности применения скважин с горизонтальным окончанием и проведение гидроразрыва пласта. Описаны причины низкой эффективности применения основного метода воздействия на пласт – заводнения – по причине проявления «ручейковой фильтрации». Проведена вероятностно-статистическая оценка распределения основных подсчетных параметров для среднеюрских отложений. Охарактеризован портрет прогнозируемой залежи при вероятности ее открытия. Выполнен прогноз уровней добычи нефти по разрабатываемым и не введенным в эксплуатацию объектам на территории ХМАО-Югры.

**Ключевые слова:** среднеюрские отложения, тюменская свита, трудноизвлекаемые запасы, прогноз добычи нефти, МГРП, ГС

## PROSPECTS OF DEVELOPMENT TYUMEN SUITE DEPOSITS IN THE TERRITORY OF KHMAO-YUGRA

<sup>1</sup>Sevastyanov A.A., <sup>1</sup>Korovin K.V., <sup>1</sup>Zotova O.P., <sup>2</sup>Zubarev D.I.

<sup>1</sup>Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen Industrial University»,  
Tyumen, e-mail: zotovaop@tsogu.ru;

<sup>2</sup>ООО «Research Innovation Center Petroleum Technology», Tyumen, e-mail: contact@ogtcentre.ru

The analysis of the geological characteristics of the structure of the Tyumen Formation, presented depositional environments of Middle Jurassic deposits in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra. The characteristic of the collectors of the main productive horizon YUS2. Identified geological and physical factors that influence the development of technological solutions for stocks. The results of the analysis of the efficiency of wells with horizontal completion and conduct fracturing. The causes of low efficiency of use of the basic method of stimulation – flooding – due to manifestations of «crevice filtering». Spend a probabilistic-statistical evaluation of the distribution of the basic calculation parameters for the Middle Jurassic. Described portrait predicted probability of deposits at its opening. Made forecast oil production levels using the developed and placed in service on the territory of Khanty-Ugra.

**Keywords:** Middle Jurassic, Tyumen suite, oil production forecast, MGRP, GW, hard to recover reserves

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра на настоящий момент является основным нефтедобывающим регионом Российской Федерации, вклад в общую добычу по стране в 2015 году составил порядка 47%. Начиная с 2008 года в Югре отмечается снижение уровней добычи нефти – на 2–2,5% в год. В связи с этим государство совместно с нефтяными компаниями формируют и реализуют стратегии, направленные на стабилизацию уровней добычи нефти путем вовлечения в активную разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Одним из инструментов стимулирования является предоставление льгот компаниям, разрабатывающим месторождения с низкой проницаемостью, залежи, приуроченные к баженовской и тюменской свитам.

В настоящей работе авторы поставили перед собой задачу проведения оценки добычного потенциала тюменской свиты для анализа перспектив развития нефтедобывающей отрасли в регионе.

Тюменская свита, которая обладает существенной долей запасов нефти на территории ХМАО-Югры, приурочена к юрским отложениям. Всего из объектов средней юры с начала разработки добыто 388,9 млн т, из которых 22,1 млн т – в 2015 году. Более 90% годовой и накопленной добычи обеспечено за счет 22 объектов по таким месторождениям, как Восточно-Сургутское, Западно-Сургутское, Русскинское, Федоровское, Талинская площадь Красноленинского месторождения [15].

В стратиграфических региональных схемах тюменская свита (средняя юра) подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты.

Формирование среднеюрских отложений происходило в условиях континентального и переходного режима седиментации за счет заполнения впадин осадками и размыва древних выступов, что приводило к выравниванию палеорельефа [3–5, 13, 14].

В конце средней юры континентальный режим сменился нормально морским. Смена происходила достаточно быстро, наступающее море срезало накопившиеся пласты и, вторично перерабатывая, сформировало пласт Ю<sub>2</sub> [8].

Нижняя подсвита представлена переслаиванием песчаников, гравелитов, алевролитов, глин, углей и углистых аргиллитов. В составе подсвиты выделяют пласты Ю<sub>7-9</sub>. В направлении повышенных участков палеорельефа породы подсвиты выклиниваются. Возраст подсвиты ааленский.

Средняя подсвита представлена неравномерным чередованием аргиллитов, иногда углистых, с песчаниками, алевролитами, карбонатными разностями пород и прослоями углей. В составе подсвиты выделяются пласты Ю<sub>5-6</sub>.

Верхняя подсвита представлена полимиктовыми песчаниками, чередующимися с алевролитами и аргиллитами. Есть прослой углей, известняков и гравелитов. В составе подсвиты выделяют пласты Ю<sub>2-4</sub>. Возраст подсвиты батский.

Пласты Ю<sub>2-9</sub> характеризуются резкой фациальной изменчивостью и литологической неоднородностью [1].

Коллекторы представлены песчаниками, преимущественно мелкозернистыми, и алевролитами, реже их переходными разностями. Породы-коллекторы неоднородны по структуре, текстуре, количественному содержанию обломочного материала, глинистого и карбонатного цемента, типу цемента, интенсивности постседиментационных преобразований.

Коллекторские свойства определяются количеством глинистого и карбонатного цемента, а также интенсивностью окварцевания и пиритизации. При увеличении карбонатности до 10% значение пористости снижается с 22,4 до 13%, а проницаемости – со 100 до  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. При глинистости более 25,0% и карбонатности более 10,0% пористость и проницаемость уменьшаются, появляются трещинки. Вышеприведенные факторы также определяют неравномерность характера смачиваемости водой.

Поровые коллекторы представлены неяснослоистыми песчаниками и алевролитами, не имеющими трещин, а порово-трещинные коллекторы представлены преимущественно тонкослоистыми алевролитами и очень редко песчаниками, трещины располагаются кулисообразно параллельно или субпараллельно слоистости. Трещинки открытые, ширина их составляет сотые доли миллиметра. По происхождению трещинки тектонические, образовались они при разрушении обломочных пород путем отрыва.

Выявлено, что поровые коллекторы содержат светло- и темно-коричневую нефть, а также бесцветную легкую нефть, приуроченную к уплотненным разностям – алевролитам, после раскалывания которого быстро испаряется с поверхности скола [6].

Принимая во внимание различие составов нефти, низкую пористость и проницаемость алевролитов, можем утверждать, что заполнение резервуара происходило при термобарических условиях отличных от современных. Это объясняет текущую величину нефтенасыщенности резервуара, так как определяемые характеристики капиллярных сил в текущих условиях не обеспечивают такого распределения нефти. Имеются примеры залежей средней юры на севере ХМАО-Югры, когда при пластовой температуре 120 °С получают притоки газового конденсата с плотностью 0,787 г/см<sup>3</sup> из коллекторов с газонасыщенностью 0,6 д. ед., проницаемостью 0,4–1,1 мД, и пористостью 11,8–13,9%. Причем выше по разрезу на данной территории в средней юре располагаются залежи легкой нефти с плотностью 0,848 г/см<sup>3</sup> и высоким газосодержанием 138 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Тектоническая активность обусловила наличие блокового строения резервуара. Размеры блоков образованных разрывами составляют, порядка 1,2–2,0 км. Дизъюнктивные нарушения, формирующиеся в результате тектонической активности, образуют вокруг себя зоны дробления породы, то есть сеть трещин, оперяющих основную «магистральную». Таким образом, формируется двойная среда, представленная поровыми блоками, вмещающими нефть, и сетью трещин, по которым происходит ее транспортировка.

На ряде эксплуатируемых месторождений Западной Сибири зоны дробления являются зонами с улучшенным добычным потенциалом.

Вышеописанные особенности строения коллекторов средней юры, а именно сочетание порового коллектора с порово-трещинным, являются важным геологическим фактором, который необходимо учитывать при оценке добычного потенциала объекта разработки.

Наиболее эффективными современными технологиями для геолого-физических условий тюменской свиты являются методы воздействия – бурение скважин с горизонтальным окончанием, боковые стволы, гидроразрыв пласта.

В настоящей работе проведен анализ опыта эксплуатации 95-ти горизонтальных скважин на 16-ти месторождениях с объектами тюменской свиты. Входной дебит составляет в среднем 31,3 т/сут, что в 1,49 раза превышает аналогичный показатель по наклонно-направленным скважинам. Дренируемые запасы по скважинам с горизонтальным окончанием также выше, чем по скважинам с обычным профилем (почти в 1,6 раза), и в среднем составляют 52,5 тыс. т/скв (табл. 1).

Следует отметить, что наименьшая эффективность соответствовала условиям с кратно меньшей проницаемостью, более низкими значениями песчаности, нефтенасыщенности, эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта.

Показатели применения ГРП обобщены по более чем 1500 скважино-операциям на объектах тюменской свиты и включают МГРП на ГС (табл. 2).

Современный арсенал апробированных технологий, таких как скважины с горизонтальным окончанием с многозонным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП), позволяет обеспечить получение высоких входных дебитов, которые существенно снижаются по мере истощения энергетического потенциала залежи. Таким образом, необходимо эффективное восполнение энергетического потенциала в условиях низкопроницаемых коллекторов и трещиноватости.

При использовании воды как агента воздействия проявляется ряд негативных последствий в виде прорыва воды при низком коэффициенте охвата и последующей ее бесполезной циркуляции. Это связано с проявлением в коллекторах «ручейковой фильтрации», когда вода в пласте движется по высокопроницаемым каналам, связывающим нагнетательную скважину с добывающими. Термин «ручейковая фильтрация» предложен профессором Р.И. Медведским. Ручейковое течение в первую очередь формируется в пластах с мелкими и мельчайшими трещинами. Эти трещины осваиваются закачанной водой и, разрываясь по своим кончикам, соединяются друг с другом в сеть каналов, замыкающих между собой пористые блоки [7].

Наиболее эффективными в условиях среднеюрских пластов представляются адаптивные системы разработки, разбуривание ГС с МГРП, ориентированными с учетом поля напряжений, в котором будет формироваться трещинная система [2, 8, 12].

Таблица 1

Сопоставление эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием и ННС на объектах тюменской свиты

Значение	Входные дебиты по нефти, т/сут		Входная обводненность, %		Дренируемые запасы на скважину, тыс. т	
	ГС	ННС	ГС	ННС	ГС	ННС
Среднее	31,3	20,9	24,8	35,9	52,5	33,2
Мин.	4	3,7	2,3	11,2	4,9	16,0
Макс.	112,2	51,2	66,2	90,2	191,1	80,9

Таблица 2

Показатели эффективности ГРП на объектах тюменской свиты

Значение	Средний дебит по нефти, т/сут		Средняя обводненность, %		Прочие средние показатели		
	до	после	до	после	масса пропан-та, т	кратность увеличения дебита	дополнительная добыча, тыс. т/операцию
Среднее	4,1	31,7	53,9	44,7	104,6	4,3	5,4
Минимальное	2,4	10,6	8,3	14,0	6,5	2,8	1,4
Максимальное	7,3	127,7	84,1	67,8	633,0	8,1	13,2

Принимая во внимание потенциал современных технологий, введем граничные критерии для учета кондиционных запасов, на которые возможно рассчитывать при планировании развития отрасли и региона. Принятые авторами граничные критерии обусловлены использованием технологий на основе водной репрессии: проницаемость более 2,0 мД, нефтенасыщенность более 0,43 д. ед., эффективная нефтенасыщенная толщина более 3,8 м, пористость более 0,15 д. ед. Данные критерии позволяют выделить объекты, представляющие промышленный интерес, и уйти от манипулирования ресурсным потенциалом. Таким образом, объем извлекаемых запасов оценивается в 800 млн т. При этом из 149 месторождений ХМАО-Югры только на 82 месторождениях объекты тюменской свиты представляют промышленный интерес.

В табл. 3 представлены результаты анализа вероятностно-статистического распре-

ления основных подсчетных параметров для отложений тюменской свиты. Использование метода статистического моделирования Монте-Карло при 50 тысячах реализаций случайных процессов позволило установить образ залежи, добычный потенциал которой оценен по вероятностной шкале, используемой в классификации PRMS [10, 11]. Следует отметить, что при 10 и 50 тысячах реализаций случайных процессов оценка величины извлекаемых запасов изменялись незначительно.

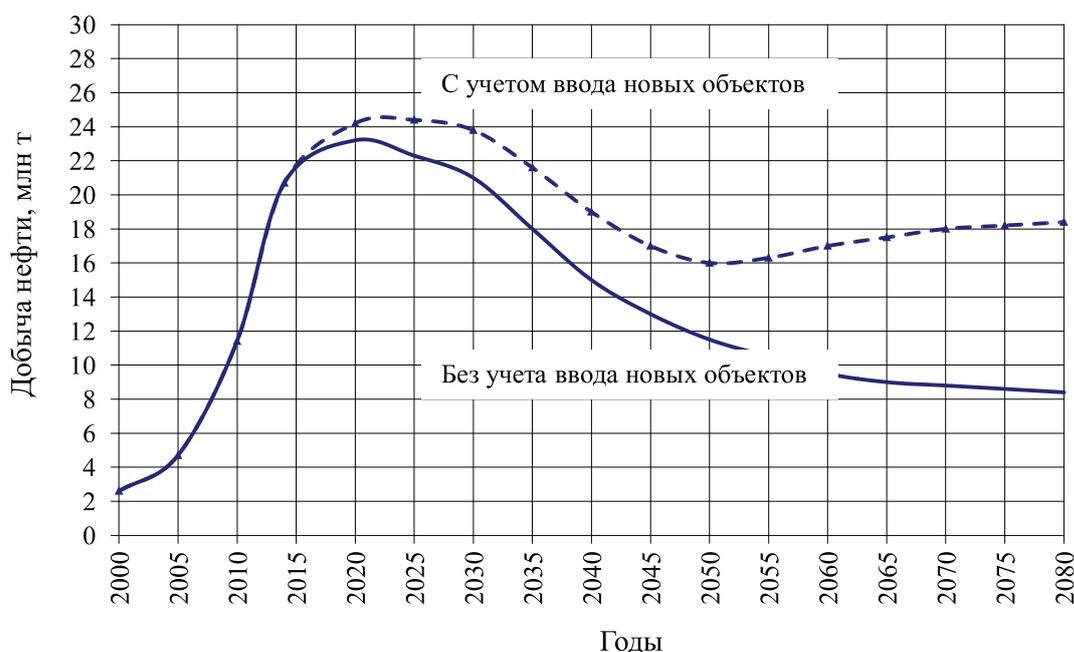
Авторами установлено, что с вероятностью в 90 % величина извлекаемых запасов составит 3,7 млн т, с вероятностью 50 % – 18,4 млн т.

На основе изложенных представлений о геологическом строении, существующем арсенале технологий, авторами выполнен прогноз уровней добычи нефти по разрабатываемым и еще не введенным в эксплуатацию объектам, с учетом представленных выше способов их разработки (рисунок).

**Таблица 3**

Вероятностная оценка распределения извлекаемых запасов нефти и основных параметров залежи

Параметр	Нефтенасыщенная толщина, м	Открытая пористость, д. ед.	Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	Пересчетный коэффициент, д. ед.	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	КИН, д. ед.	Оценка извлекаемых запасов вероятной залежи, млн т
P 10	7,2	0,184	0,600	0,908	0,892	0,344	32,9
P 50	6,6	0,179	0,589	0,879	0,844	0,325	18,4
P 90	5,9	0,168	0,553	0,841	0,840	0,234	3,7



Прогноз уровней добычи нефти по объектам среднеюрских отложений, млн т

По результатам оценки можно отметить, что при дальнейшей разработке среднеюрских отложений современными технологиями к 2020 г. уровень добычи может составить порядка 23,0 млн т с последующим снижением. Прогноз добычи нефти с учетом ввода новых объектов на перспективу до 2030 года оценивается на уровне 24 млн т, обеспечивая стабилизацию добычи дополнительно на 10 лет. С 2030 года прогнозируется снижение добычи нефти до уровня 16–18 млн т, следовательно, потенциал тюменской свиты и современных технологий не сможет обеспечить стабилизацию уровней добычи нефти по региону.

### Список литературы

1. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / сост. и подгот. к изд. ГП ХМАО «Научно-Аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана». – 2003.
2. Зотова О.П., Севастьянов А.А. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Междунар. науч.-тех. конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича // ТюмГНГУ; ред. П.В. Евтин. – Тюмень, 2015. – С. 69–71.
3. Конторович А.Э., Андрусевич В.Е., Афанасьев С.А. Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтегазонакопления в континентальных отложениях нижней юры // Геология и геофизика. – 1995. – № 6. – С. 5–28.
4. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
5. Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской // Геология нефтегазоносных районов Сибири: тр. СНИИГГиМСа. – Новосибирск. – 1964. – Вып. 32. – С. 27–32.
6. Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов нефти из коллекторов с двойной средой: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17; ТюмГНГУ. – Тюмень, 2007. – 141 с.
7. Медведский Р.И., Севастьянов А.А., Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2005. – № 15. – С. 49–53.
8. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промышленным данным. – СПб.: Недра, 2004. – 192 с.
9. Севастьянов А.А., Карнаухов К.Н., Коровин К.В. Обоснование технологических решений для повышения эффективности выработки запасов нефти // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании: сб. материалов II Международной науч.-тех. конференции // ТюмГНГУ. – Тюмень, 2006. – С. 178–182.
10. 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.
11. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 8. – С. 195–199.
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. Сурков В.С., Гурари Ф.Г., Смирнов Л.В. и др. Нижне-среднеюрские отложения Западно-Сибирской плиты, особенности их строения и нефтегазоносность // Теоретические региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск, 1991. – С. 101–110.
14. Технологическая схема разработки Омбинского месторождения ОАО «Юганскнефтегаз».
15. Шпилеман А.В., Коровин К.В., Савранская М.П. Перспективы освоения ТРИЗ В ХМАО-ЮГРЕ // сб. НЕФТЬ-ГАЗТЭК. Материалы 6 Тюменского международного инновационного форума. Правительство Тюменской области Комитет по инновациям Тюменской области. – Тюмень, 2015. – С. 461–464.