

УДК 550.81:553.048:553.98:552.5

ВЫБОР ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ МАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.Г. Наймушин, А.А. Попов

ОАО «Норд Империял», г. Томск
E-mail: Dmitriy.Naymushin@imperialenergy.ru

На примере пластов ниже-среднеюрского возраста тюменской и пешковской свит Майского нефтяного месторождения Томской области рассмотрен подход к разработке трудноизвлекаемых запасов. На основании данных интерпретации сеймики, керновых исследований, интерпретации геофизических и гидродинамических исследований скважин были построены геологическая и гидродинамическая модели, с помощью которых был произведен расчет вариантов разработки пластов и выбор наиболее перспективных вариантов и опытных участков для внедрения. На опытных участках произведено опробование выбранных вариантов. Предложен оригинальный метод разработки бурением горизонтальных скважин с проведением на них многостадийных гидроразрывов пласта.

Ключевые слова:

Нефть, геология, разработка нефтяных месторождений, подсчет запасов, геологическое моделирование, стратиграфия, гидродинамическое моделирование, трудноизвлекаемые запасы, Юра, горизонтальная скважина, гидроразрыв пласта.

Key words:

Oil, reservoir engineering, reservoir management, geology, reservoir estimation, geological model, stratigraphy, reservoir simulation, tight reservoirs, Jurassic, horizontal well, hydraulic frac.

В настоящее время основная часть нефти в Западной Сибири извлекается из мелового и верхнеюрского резервуаров. Выработка запасов углеводородов из данных залежей вынуждают нефтедобывающие компании переходить на нижележащие пласты, которые обладают ухудшенными коллекторскими свойствами, либо водоносными пластами в разрезе скважин. Данные обстоятельства ставят задачу по поиску новых технологий поиска и добычи жидких углеводородов из резервуаров такого типа. Принятым термином для таких запасов является «трудноизвлекаемые запасы» (*tight reservoirs*). Примером таких пластов являются отложения ниже-средне юрского возраста, которые широко распространены в Западной Сибири. К данным коллекторам приурочены крупные запасы нефти, газа и газоконденсата. В настоящей статье рассматривается пример выбора вариантов разработки ниже-среднеюрских пластов Майского нефтяного месторождения Томской области.

В отложениях нижней и средней юры на Майском месторождении нефтеносность выявлена в пластах Ю₁₂₋₁₅. Владельцем лицензии и оператором по добыче данного месторождения является компания «Норд Империял», доля запасов коллекторов с низкой проницаемостью (по совокупности месторождений) в активах компании составляет более 40 % от общего объема, что объясняет ее заинтересованность в освоении данной категории запасов.

История разработки месторождения

Эксплуатация пластов Ю₁₄₋₁₅ Майского месторождения ведется с 2007 г. В эксплуатации находились 14 скважин, локализованных в виде двух групп в северной и средней частях месторождения. В средней части реализована пятиточечная система разработки из двух элементов с расстояниями

между скважинами 566 и 299 м соответственно (рис. 1). В северной части эксплуатация скважин ведется в режиме истощения.

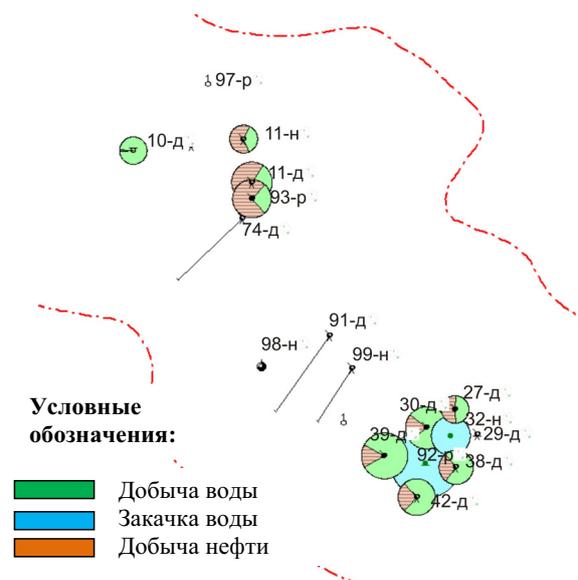


Рис. 1. Выкопировка из карты накопленных отборов по пластам Ю₁₄₋₁₅ Майского месторождения по состоянию на 01.10.2010 г.

В связи с крайне низкой проницаемостью (средняя по объекту – менее 1 мД, максимальная 4,7 мД) – ввод всех добывающих скважин осуществлен с проведением на них гидроразрывов пласта, по ряду скважин гидроразрыв проведен неоднократно. Объем закачанного в скважину пропанта колебался в диапазоне 40...150 т, большеобъемные гидроразрывы проведены на 70 % фонда. Дебиты скважин по жидкости после гидроразрыва пласта (ГРП) колебались в диапазоне 17...79 т/сут, с быстрым падением (70 % от начального во второй месяц эксплуатации, чуть более половины –

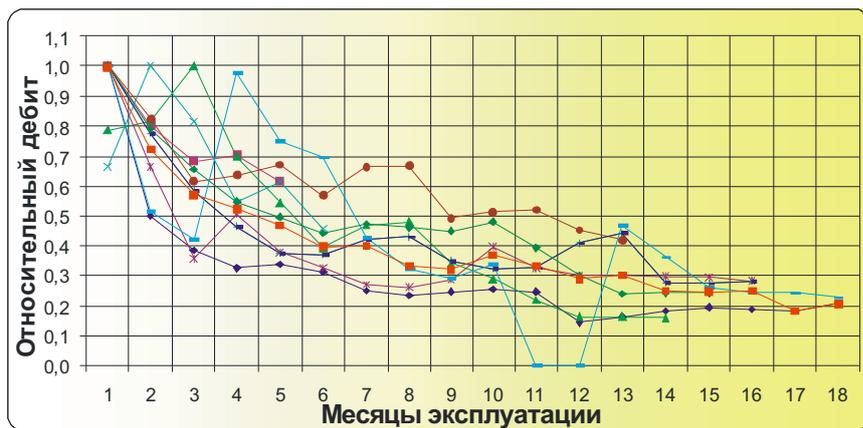


Рис. 2. График изменения относительных дебитов скважин по жидкости. Динамика изменения относительных дебитов жидкости $Q_{отн} = Q_{тек} / Q_{макс}$, приведенных на одну дату. Красная линия характеризует темп снижения дебита в среднем по всему фонду скважин

в третий, стабилизация — на 6 месяцев на уровне 30...40 % от первоначального). Текущий дебит скважин по жидкости колеблется от 5,5 до 25,3 т/сут, обводненность от 24 до 78 % (рис. 2).

Реализованная система разработки признана недостаточно эффективной, в связи с чем в 2009–2010 гг. был выполнен проект по оптимизации добычи из описываемых пластов, алгоритм выполненных работ представлен в статье [1].

Геология месторождения

Согласно материалам заседания VI Стратиграфического комитета [2, 3], Майское месторождение находится в сочленении Обь-Тазовской и Обь-Иртышской фациальных областей, Нюрольского и Омского районов. Пласт Ю₁₅ приурочен к надояхской пачке пешковской свиты, пласты Ю_{12–14} — вымской пачке тюменской свиты. Пласты со средними эффективными нефтенасыщенными толщинами 30 м, средней пористостью 11 %, коэффициентом нефтенасыщенности 41 %, проницаемости — первые мД.

Пласты Ю_{12–15}. Песчаные пласты распознаются по характерному уменьшению показаний гамма-каротажа. Пласты залегают между прослоями углей и углистых аргиллитов, поэтому наблюдается четкий литологический переход, который определяется по уменьшению показаний гамма-каротажа (ГК) и увеличению сопротивлений (рис. 3).

Пласты У₁, У₆, У₁₀. Угольные пласты четко отбиваются по низким значениям гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа, увеличению интервальных времен по акустическому каротажу и повышенным сопротивлениям.

Исследование конфигураций и трендов каротажных диаграмм (рис. 3, 4) показало, что пласты Ю_{12–15} на территории Майского месторождения формировались в различных обстановках осадконакопления (фациях). Общеизвестный факт, что фациальная зональность является одним из ключевых факторов, влияющим на изменчивость коллекторских свойств по вертикали и латерали. Та-

ким образом, задача выделения и картирования обстановок осадконакопления (фаций) является принципиально важной для корректного моделирования пространственного распределения коллекторских свойств залежи. В данном исследовании фациальный анализ проведен на основании данных скважинного каротажа, седиментологических исследований керн (рис. 4).

Анализ каротажных данных (гамма-каротаж) позволил выделить скважины с различной конфигурацией (трендами) кривых по вертикали. В северо-западной части месторождения для пласта Ю₁₅ форма кривой гамма-каротажа показывает уменьшение размера зернистости снизу вверх с интервалами чередований, что свидетельствует о русловой обстановке осадконакопления с частой миграцией речной системы. В юго-восточной части для пластов Ю₁₅ форма кривой ГК аналогична, однако, смена циклитов наблюдается реже, что свидетельствует о русловой обстановке осадконакопления, где происходило формирование основного русла с редкой миграцией речной системы. Подобные тренды установлены и в пластах Ю_{11–14}, где размер зерен уменьшается вверх по разрезу и свидетельствует о том, что осадконакопление происходило во флювиальных условиях.

Седиментологические исследования по керну доступны были только в трех скважинах, которые расположены в северо-восточной и юго-восточной фациальной зоне. Анализ макро- и микроскопических описаний керн пластов Ю₁₅ показал, что песчаник характеризуется следующими особенностями: угловатые до среднеокатанных зерна, преимущественно средняя до хорошей отсортированность, присутствие грубозернистых разностей (особенно в нижней части разреза), минеральный состав преимущественно представлен полевыми шпатами, кварцем и различными обломками пород (включая слюды), также отмечены плоско-слоистые серии.

Все перечисленные выше признаки подтверждают предположение о формировании песчаных

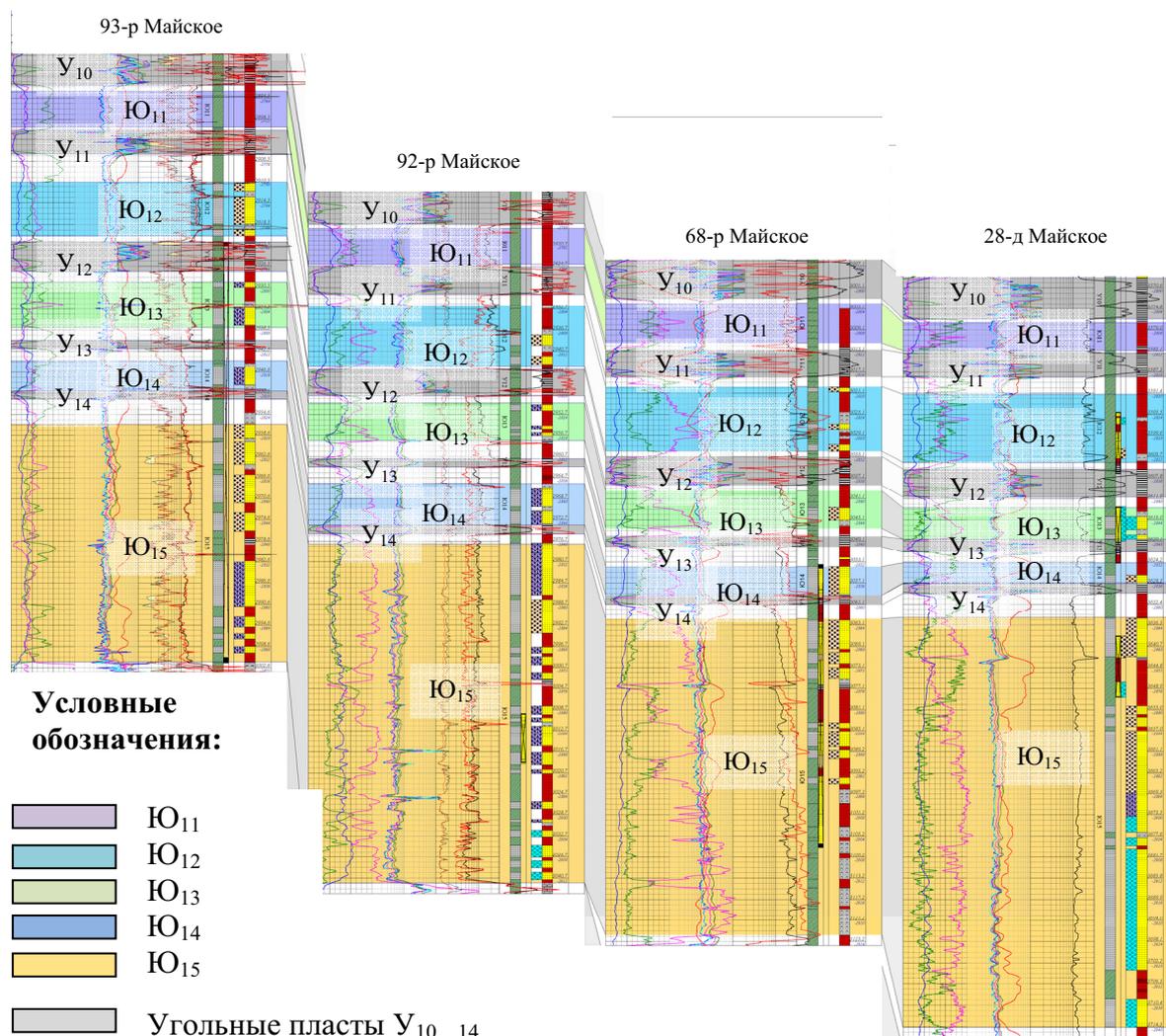


Рис. 3. Схема-корреляция пластов нижне-среднеюрского возраста Майского месторождения по линии скважин 93-р-28-д

отложений пласта Ю₁₅ в высокоэнергетической обстановке, такой, как, например, речной системы с блуждающими руслами.

В скважине 93-р и 97-р в интервале пласта Ю₁₅ наблюдается частое чередование песчаного материала от грубо- до тонкозернистого, что свидетельствует о миграции речной системы, где происходит возобновление активного русла. В скважине 92-р, которая находится в юго-восточной части месторождения, схожая картина, но миграция не такая активная.

В пластах Ю₁₂₋₁₄ керн, к сожалению, доступен только в одной скважине 93-р (рис. 4). По результатам анализа керновых данных можно высказать предположение о формировании коллекторов в спокойной обстановке осадконакопления, присутствующей для меандрирующей речной системы с фациями аккреационного комплекса русел и кос, стариц, конусов прорыва и отложений поймы, что предполагает изменчивость и высокую неоднородность пласта.

Анализ геологических данных и геологического моделирования пластов Ю₁₂₋₁₅ Майского месторождения позволил сделать вывод, что коллекторы пешковской и нижней части разреза тюменской свит формировались в континентальных (русловых) условиях с крайне сложным и неоднородным строением. Отложения пласта Ю₁₅ происходили в условиях активного русла, пластов Ю₁₂₋₁₄ — в условиях меандрирующей речной системы.

Расчетные варианты для проведения опытно-промышленных работ

Полученная геологическая модель была взята за основу при построении трехмерной фильтрационной модели пластов Ю₁₂₋₁₅ Майского месторождения для планирования мероприятий по до-разведке и составлению программы опытно-промышленных работ. Помимо полномасштабной, в ходе расчетов использовалась «физическая» модель, под которой понимается секторная модель геологической неоднородности с нерегулярным

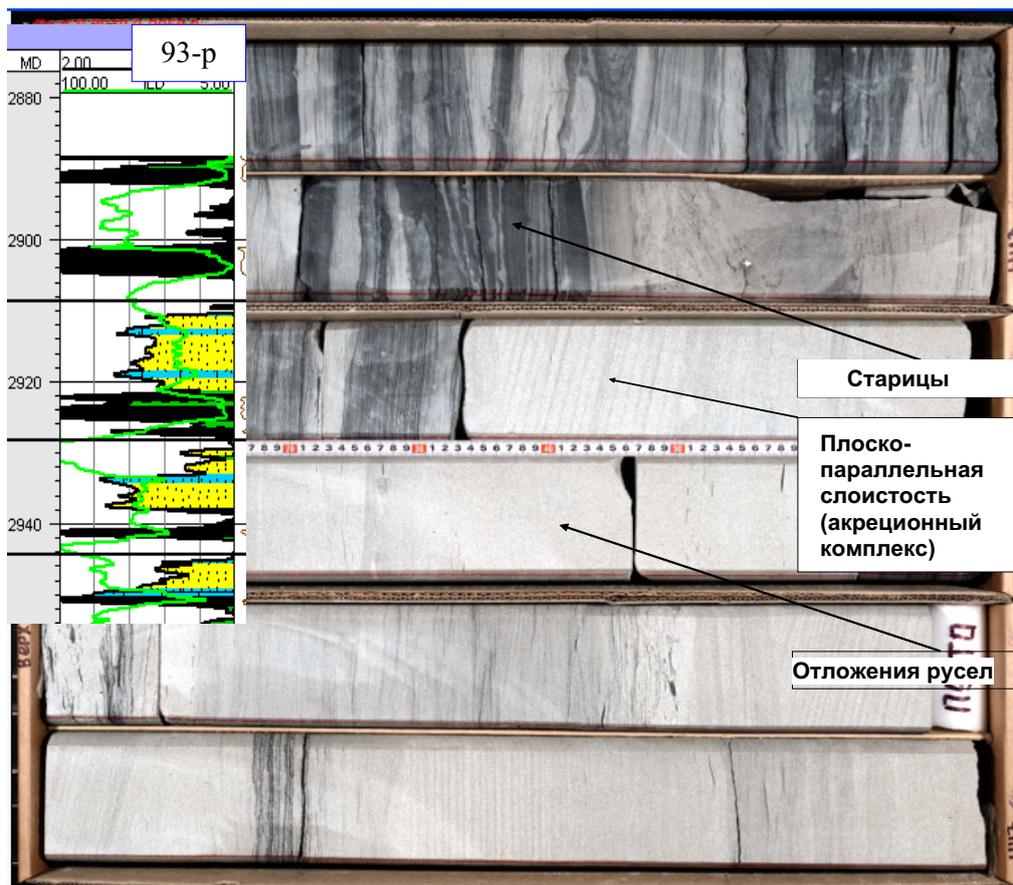


Рис. 4. Фотография керна скважины 93-р с пластов Ю₁₂₋₁₄ с отображением фациальной зональности

размером ячейки в латеральном направлении (крайне малым в местах трещины гидроразрыва и постепенно увеличивающимся при удалении от нее), используемая для оценки дебитов при проведении ГРП различного дизайна и количества стадий.

В процессе эксплуатации месторождения была выявлена недостаточная эффективность системы поддержания пластового давления, что обусловлено ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами объекта разработки. Следствием являются быстрые падения дебитов жидкости.

В условиях низких дебитов эксплуатация скважины нерентабельна, для добычи извлекаемых запасов необходимо время, превышающее время «жизни» скважин. При полном разбурировании объекта для достижения приемлемого охвата по площади потребовалось бы бурение скважин с очень высокой плотностью сетки, что также невозможно по экономическим соображениям.

Исходя из вышеизложенного, было предложено разрабатывать месторождение системой горизонтальных скважин с проведением в них многостадийных гидроразрывов пласта. Горизонтальный ствол в данном случае рассматривается не в качестве источника притока, а как средство соединения нескольких трещин ГРП.

Преимуществами системы разработки являются:

- улучшение экономических показателей. Геометрически данная скважина способна заменить две и более (в зависимости от длины ствола и исходной плотности сетки) вертикальных скважин, технологически – в скважине может быть проведено несколько стадий ГРП с получением дебита, кратного количеству гидроразрывов. Иными словами, вместо двух наклонно-направленных скважин может быть пробурена одна горизонтальная с проведением в ней, к примеру, 5-и стадий ГРП. Стоимость такой скважины (включая бурение и проведение гидроразрыва) будет ниже или сопоставима с бурением двух наклонно-направленных с проведением ГРП, при значительно более высоком дебите;
 - достижение значительного увеличения плотности сетки, приводящее к увеличению коэффициента охвата и равномерного фронта вытеснения, а следовательно и коэффициент извлечения нефти;
 - сокращение фонда скважин для бурения.
- Отрицательными моментами при реализации данной системы разработки являются:
- более высокая стоимость отдельной скважины и большая техническая сложность – как про-

водка ствола, так и проведение в нем гидравлического разрыва;

- большая сложность проведения повторного ГРП на горизонтальной скважине при снижении эффекта;
- в случае прорыва одной из трещин ГРП в нижележащий водоносный пласт возникает опасность потери всего ствола.

Таким образом, формирование систем разработки на базе горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта сложнее технически, но, в случае успешной реализации, позволяет достичь более высоких темпов отбора при снижении затрат.

Для оценки экономической целесообразности реализации данной системы разработки для пластов нижней и средней юры Майского месторождения был выполнен ряд расчетов на полное развитие с различным типом скважин, количеством стадий ГРП, длиной, профилем и типом заканчивающих горизонтального участка по нескольким вариантам [1]. Также были рассмотрены варианты с горизонтальными нагнетательными скважинами.

Проведенные на гидродинамических моделях расчеты и экономическая оценка результатов позволили сделать ряд выводов:

- утвержденная проектной документацией система расстановки наклонно-направленных скважин может быть трансформирована в рядную систему горизонтальных скважин с сокращением фонда к бурению вдвое;
- при данной трансформации сетки скважин, когда 2 вертикальные скважины заменяются одной горизонтальной, для получения экономического эффекта необходимо проведение на ней не менее 3 стадий ГРП;
- сравнение вариантов с пологим и горизонтальным профилем показало преимущество горизонтального профиля. Это связано, главным образом, с необходимостью снижения объема проппанта с целью недопущения прорыва трещины ГРП в водонасыщенные пласты, а в случае нецементируемого хвостовика – еще и значительной потерей эффективной длины ствола в глинистых перемычках между пластами;
- при сохранении проектной плотности размещения скважин рекомендуемая длина горизонтального ствола находится в диапазоне 550...700 м, минимальное количество стадий ГРП – 3 шт.

Проведение опытно-промышленных работ

Для опробования технологии предусмотрено проведение опытно-промышленных работ, с этой целью было выбрано четыре перспективных участка (рис. 5). Выполнен расчет прогнозных технологических показателей для каждого участка.

Реализация пилотного проекта предполагает формирование на выбранных участках №№ 1 и 4 замкнутого элемента из одной нагнетательной наклонно-направленной, одной горизонтальной до-

бывающей и одной горизонтальной нагнетательной скважин (с различной длиной и количеством стадий ГРП). Для участка № 2 бурение одной полого-направленной скважины с последующим проведением гидроразрыва пласта. Из-за больших рисков осложнений в процессе бурения от бурения скважин на участке № 2 принято решение отказаться. Разбуривание элемента производилось в следующей последовательности:

- первой осуществляется бурение наклонно-направленной скважины, выполняющей задачи доизучения геологического строения и уточнения ряда характеристик пласта. С этой целью на скважине предложено проведение расширенного комплекса ГИС (стандартный каротаж в открытом стволе, пластовый микроимиджер, акустический сканер, ядерно-магнитный каротаж, пластоиспытатель на кабеле), исследования на неустановившихся режимах;
- второй бурится горизонтальная добывающая скважина с длиной ствола 550...600 м и проведением на ней 3-х стадий ГРП;
- третьей – горизонтальная нагнетательная скважина с длиной горизонтального участка 400 м и проведением на ней двухстадийного ГРП.

Бурение горизонтальных скважин осуществлялось с применением геонавигации (для проложения ствола в пропластке с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами), до проведения ГРП производились исследования скважин с целью уточнения характера насыщения пластов и фильтрационных характеристик. В связи с возможным отсутствием фонтанирования исследования горизонтальных скважин проводилось с применением датчиков на приеме насоса.

Проведение керновых исследований и данного комплекса каротажа позволило осуществить прямое определение пористости и проницаемости, характера насыщения; определить механические свойства и направление основного стресса в латеральном направлении; оценить анизотропию вертикальной/горизонтальной проницаемостей; провести поинтервальное опробование в открытом стволе; получить картину седиментологических и текстурных особенностей разреза.

В соответствии с результатами определения направления основного стресса, направление горизонтальных стволов было скорректировано относительно первоначального.

Определение вертикальной проницаемости с применением модульного динамического испытателя пластов на кабеле показало крайне низкие (на грани отсутствия) значения, что говорит о невозможности дренирования всего вертикального разреза пласта с помощью горизонтальных скважин без проведения на них гидроразрывов пласта. В настоящее время планируется проведение на горизонтальных скважинах многостадийного гидроразрыва в нецементируемом хвостовике (исполнитель-фирма Haliburton).

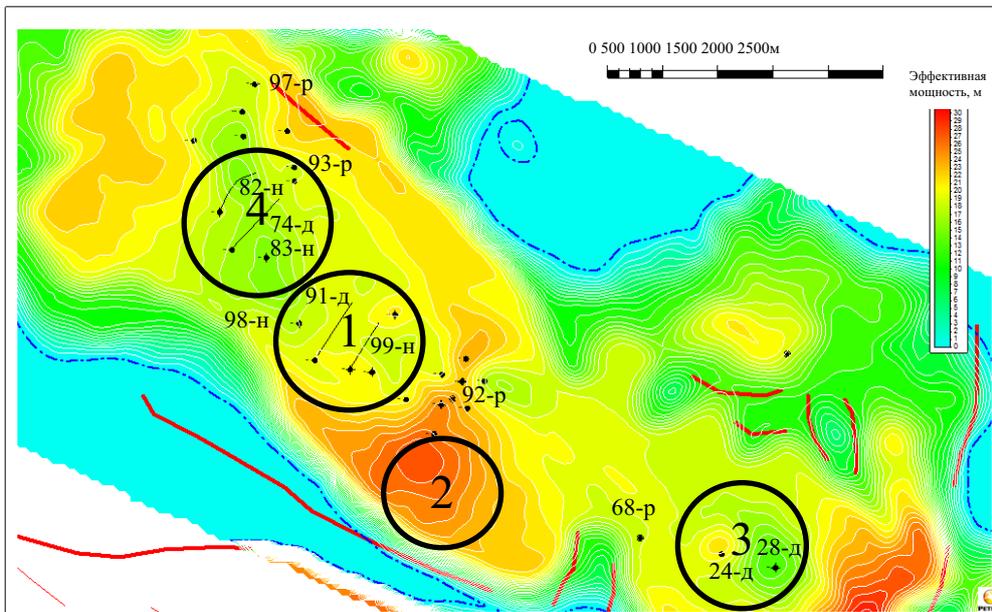


Рис. 5. Схема размещения перспективных участков для проведения опытно-промышленных работ (на карте эффективных нефтенасыщенных)

Испытания пластов Ю₁₄ и Ю₁₅ в скважинах №№ 98-н, 28-д, 68-р подтвердили прогноз характера насыщенности пластов и интерпретацию данных ГИС. В скважине №№ 98-н, 93-н, 24-д из пласта Ю₁₅ были получены притоки жидкости с низким содержанием воды. Данные испытаний использованы при проектировании траектории бурения горизонтальных скважин №№ 91-д, 99-н, 82-н и 74-д.

Скважины №№ 91-д, 99-н, 82-н и 74-д пробурены по самой проницаемой части пласта Ю₁₅¹

(рис. 6). До проведения гидроразрыва скважины были освоены, приток жидкости составил 5...10 м³/сут с содержанием процента воды 15..25 %. Согласно дизайну трехстадийного гидроразрыва пластов высота трещины составила от 47 до 52 м (таблица), т. е., планируется проведение гидроразрыва пластов Ю₁₄₋₁₅². Закачка проппанта 30 т в каждую трещину, суммарно 90 т, большой объем увеличивает риски прорыва трещины в нижележащий водоносный пласт. Дебит жидкости согласно дизайну – 125 м³/сут, нефти – 64 т/сут.

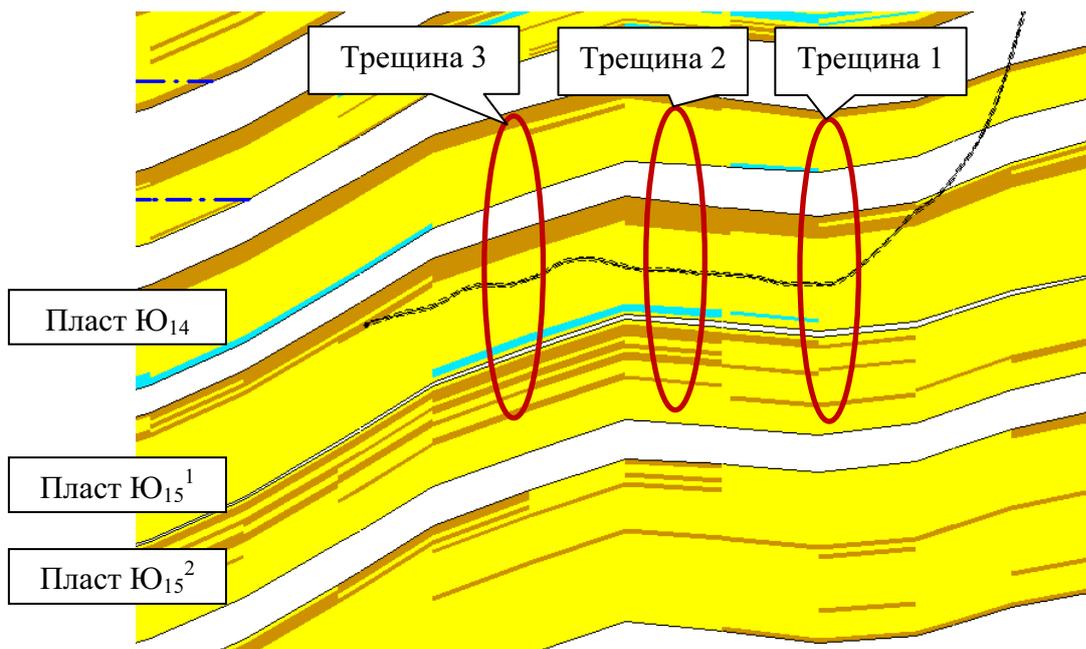


Рис. 6. Профиль горизонтальной скважины со схематическим размещением трещин гидроразрыва пласта

Таблица. Параметры трещин гидроразрыва пласта

Параметры	№№ трещин		
	1	2	3
Общая закрепленная высота трещины, м	47	47	52
Полудлина трещины, м	51	52	57
Средняя ширина трещины, см	0,39	0,65	0,32

Дальнейшие работы на опытно-промышленном участке предусматривают проведение гидроразрывов пласта, оценку влияния системы поддержания пластового давления. С этой целью планируется перевод нагнетательных скважин под закачку. Наклонно-направленных скважин – через 3 месяца после начала отработки, горизонтальных скважин – через полгода. По результатам будет принято решение о наиболее эффективном варианте системы разработки данных объектов.

Выводы

Пробуренные скважины подтвердили адекватность геологической модели ниже-среднеюрско-

го возраста тюменской и пешковской свит Майского нефтяного месторождения Томской области. Сопровождение «проводки» горизонтальных участков успешно производилось с помощью действующей модели. По результатам испытания скважин была произведена настройка гидродинамической модели, как по характеру насыщения пластов, так и по коллекторским свойствам. Внедрение различных технологий на нескольких опытных участках работ позволили оценить эффективность разных методов для разных геологических условий, что позволит в дальнейшем выбрать наилучший метод. Проведенные опытно-промышленные работы и опробованные технологии по интенсификации и строительству скважин показали возможность рентабельной разработки пластов, попадающих в категорию «трудноизвлекаемых» запасов.

Авторы выражают благодарность главному геологу ООО «Норд Империл» Сергею Леонидовичу Легезе за помощь в написании статьи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Наймушин Д.Г., Попов А.А., Климов А.В., Мартынов А.В. Стратегии разработки запасов тюменской свиты (на примере Майского нефтяного месторождения) // Матер. III Росс. нефтегазовой технической конференции и выставки Общества инженеров нефтяников. – М., 26–28 октября 2010 г. SPE Library, paper SPE 138068. URL: <http://www.onepetro.com> (дата обращения: 20.11.2010).
2. Решение VI Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. –Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
3. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири, Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.
4. Selemenev S., Vasiliev A., Kolesova M., Shekian A. Integrated perspective assessment for complex low-permeability reservoir // Paper SPE 117084 presented at II SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, Moscow, 2008. SPE Library, paper SPE 117084. URL: <http://www.onepetro.com> (дата обращения: 20.11.2010).

Поступила 22.11.2010 г.