

6. Холмберг, К. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах / К. Холмберг, Б. Йёнссон, Б. Кронберг, Б. Линдман; пер. с англ. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007 – 528 с.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Ю.С. Березовский, А.С. Трушко

Научные руководители: доцент О.С. Чернова, доцент Г.М. Татьяна

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящий момент в нефтегазовой индустрии существует тенденция роста доли трудноизвлекаемых запасов. Количество нефти, которую можно добыть стандартными методами, сокращается, необходимо искать способы разработки запасов нефти, ранее считавшихся нерентабельными.

Одним из наиболее перспективных направлений для дальнейшего развития является разработка палеозойских отложений. В Томске имеется более 20 месторождений в которых содержится более 100 млн т нефти доюрского комплекса (вполне возможно, что реальное число значительно выше, однако низкий уровень изученности приводит к тому что большая часть запасов еще не разведана).

Основными особенностями палеозойских отложений являются:

- Сложное геологическое строение, большая глубина залегания;
- Блоковая структура, значительное количество разломов, порово-трещиновато-кавернозный тип коллектора;
- Низкое качество ядерного материала, осложнения при бурении (за счет трещин);
- Недостаточный опыт разработки, низкий КИН;
- Проблемы с коррозией, АСПО;
- Недостаток данных для учета трещиноватости;

В среднем текущий коэффициент нефтеизвлечения не превышает 0,18, большая часть месторождений не вовлечена в разработку.

Процесс разработки существенно осложняет глубина залегания залежи (что становится причиной роста стоимости бурения скважины), а также наличие большого числа трещин, ограничивающий применение закачки воды для поддержания пластового давления (прорывы воды к добывающим скважинам).

Другим негативным фактором, встречающимися при разработке палеозойских отложений Томской области, является высокая содержание асфальто-смоло-парафиновых веществ, приводящее к закупориванию скважин.

Также свое влияние на процесс разработки (в частности использование электроцентробежных насосов) оказывают высокий газовый фактор и высокая коррозионная активность добываемого флюида, существенно сокращающая межремонтный период работы скважин.

Для решения проблемы с коррозионной активностью на месторождении X Томской области была применена технология использования хромированных НКТ с содержанием хрома 13 % (JFE 13Cr, Япония), что позволило увеличить срок работы НКТ со 180 суток до 895. Однако стоит отметить, что межремонтный период скважины изменился незначительно, поскольку проблема коррозии остального скважинного оборудования сохранилась. Необходимы дальнейшие испытания по увеличению срока работы ЭЦН, кабеля.

Для борьбы с высоким газовым фактором используются винтовые насосы. В настоящий момент технология находится на этапе испытаний, выводы делать пока преждевременно.

Также низкая привлекательность разработки доюрских коллекторов зачастую связана с высокими рисками не подтверждения ожидаемых показателей при бурении. Это объясняется использованием поровой модели коллекторов для расчета параметров работы скважин на доюрском комплексе.

Принципиально иное строение залежи (зон локализации запасов и процесса фильтрации флюида) требует использование модели двойной пористости и двойной трещиноватости, что в свою очередь требует проведение исследований по определению свойства пласта – FMI-исследований.

Однако имеются и положительные особенности, оказывающие позитивное влияние на разработку палеозойских отложений.

На большой глубине нефть залегают при достаточно высокой температуре, что позволяет избежать проблем с высокой вязкостью.

Другим положительным фактором является массивное строение залежи (эффективные толщины могут превышать 100 м), которое позволяет поддерживать пластовое давление за счет естественного расширения флюида при снижении давления.

На месторождении X в Западной Сибири коэффициент извлечения нефти из замкнутого блока превысил 0,3, одна из скважин отобрала порядка 300 тыс. т, а ее текущий дебит составляет 80% от начального, проблемы с падением пластового давления не наблюдаются.

Также высокое значение начальных нефтенасыщенных толщин позволяет достигать высоких дебитов даже при низкой проницаемости.

Трещиноватое строение коллектора позволяет получать крайне высокие дебиты жидкости в случае попадания ствола скважины в высокопродимую трещину. На месторождении У Томской области был получен дебит нефти порядка 160 т/сут., при этом после извлечения 160 тыс. т. дебит нефти составил 150 т/сут.

В связи с этим рекомендуется бурение пологих скважин, под углом 30 градусов к горизонту – данная технология позволяет увеличить охват пласта, а также проходку скважины по коллектору в 2 раза.

Третьим положительным фактором строения доюрских коллекторов является их слабая вертикальная связанность, что позволяет использовать изоляцию обводнившихся слоев. Данная технология была опробована и успешно применена на месторождении X (рисунок 1).



Рис. 1 Мероприятия по дополнительной перфорации

Скважина №214 (рисунок 2) отработала 10 лет, накопила порядка 40 тыс. т. нефти, в связи с ростом обводненности дальнейшая работа скважины стала нерентабельной. Обводнившийся интервал был изолирован, после чего проведена перфорация вышележащего интервала, что позволило значительно снизить обводненность и повысить дебит нефти. После того как данный интервал был отработан (добыто дополнительно 18 тыс. т.), была произведена его заливка с последующим дострелом верхнего интервала, в настоящий момент дополнительно добыта 21 тыс. т., эффект продолжается.

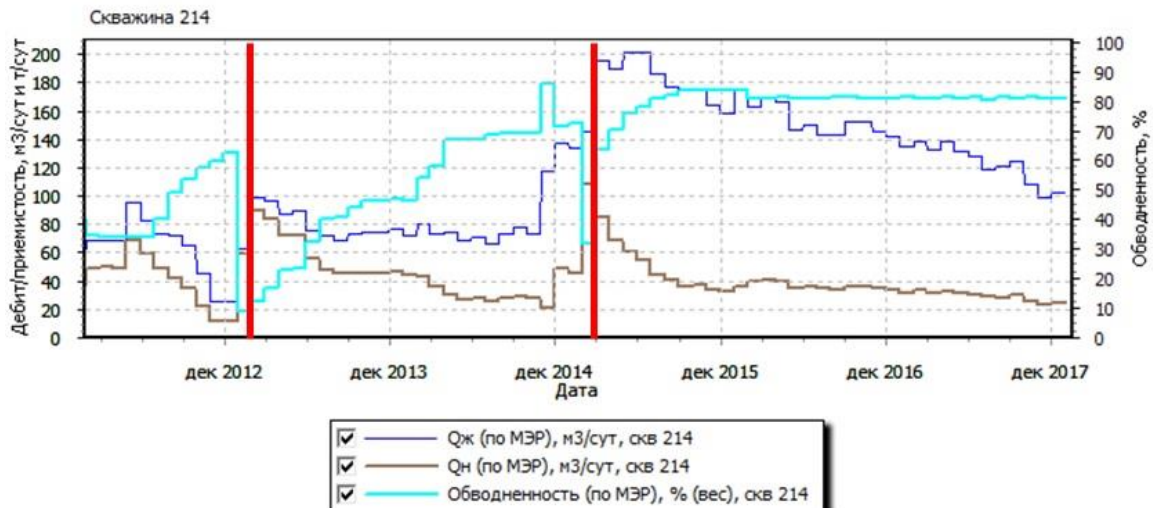


Рис. 2 Показатели работы скважины №214 после проведения операции

Из вышесказанного стоит отметить, что разработка палеозойских отложений имеет большие перспективы для дальнейшего применения, однако в настоящий момент накопленный опыт недостаточен, необходимо испытание новых технологий и поиск более современных методов. Это возможно за счет использования существующей инфраструктуры – на большей части месторождений уже сформирована система поверхностного обустройства, что позволяет существенно снизить капитальные расходы, а также позволяет доизучить месторождение при помощи добуривания скважин (активно применяется на месторождении X).

Литература

1. Персянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр». 2000 – С. 347-433.
2. Орлов А., Климов М., Самороков С., Осипенко А., Лямкина О., Близняк А. Варианты разработки и обоснование технологий воздействия на пласты с повышенной вязкостью нефти в рамках Мессояхского проекта в

осложненных условиях ЯНАО // SPE Москва, Россия, 16-18 октября 2012. – ООО «Газпромнефть НТЦ», 2012 – SPE 162103.

3. Ракутько А.Г., Буракова Л.П., Лукьяненко Н.Д. Оценка состава и свойств асфальто-смоло-парафиновых отложений // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: Сб. науч.тр. БелНИПИнефть. –Гомель: -2004. – Вып.5. – Ч.1. – С.289-296.

**ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ С МНОГОСТАДИЙНЫМ
ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С**

Ю.С. Березовский, А.С. Трушко

Научные руководители: доцент О.С. Чернова, доцент Г.М. Татьяна

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящий момент в нефтегазовой индустрии остро стоит проблема разработки низкопроницаемых коллекторов со значением начальных нефтенасыщенных толщин менее 10 метров.

Для таких коллекторов зачастую неэффективно применение наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта, поскольку получаемый дебит нефти оказывается ниже экономического предела рентабельности и не окупает затраты на бурение.

В связи с этим в последние годы набрала популярность технология бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта – данная технология позволяет сократить количество скважин для бурения, увеличить стартовые показатели работы скважины, продлить время работы, имеет более высокую экономическую эффективность.

По месторождению С в 2017 году за счет опробования разведочной скважины произошел прирост геологических запасов на 1750 тыс т. (рисунок 1)

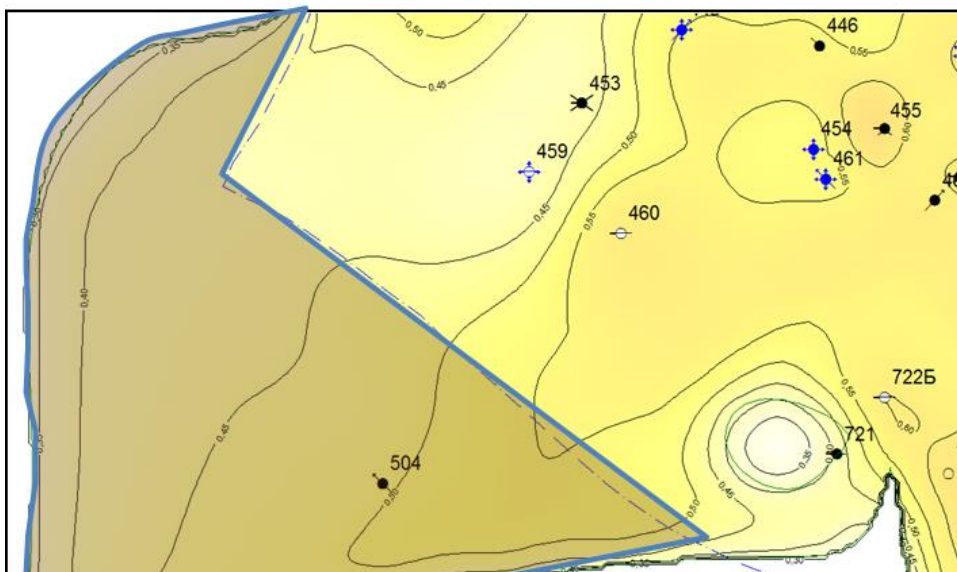


Рис. 1 Зона прироста запасов по месторождению С

Для выбора наиболее эффективного варианта разработки на начальной стадии было рассчитано 3 варианта – применение наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта, горизонтальных скважин и горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (рисунок 2).

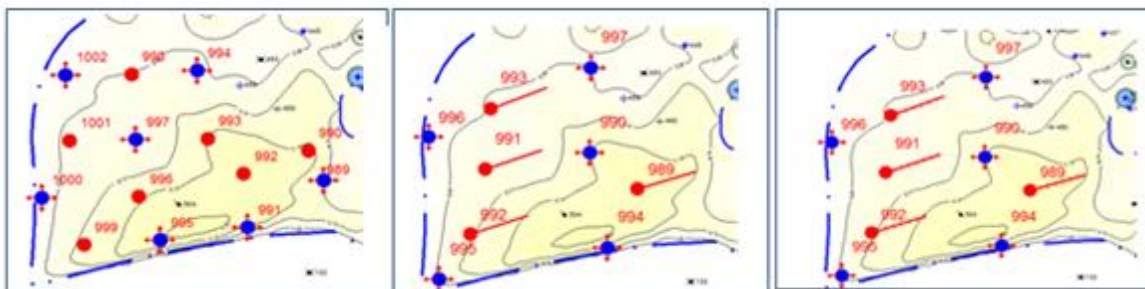


Рис. 2 Варианты разработки зоны прироста запасов