

Из-за необходимости больших материальных и временных затрат для определения относительных фазовых проницаемостей (далее ОФП) в лаборатории, количество определений в среднем по одному месторождению крайне мало. Для небольших месторождений это, как правило единичные опыты, для крупных – первые десятки [1].

В некоторых случаях ОФП вовсе не определяются. В таком случае используются данные по соседним месторождениям, что в лучшем случае обосновывается схожестью петрофизических характеристик коллекторов – пористостью и проницаемостью, схожестью литологии и свойств флюидов.

По опыту лабораторных экспериментов по определению ОФП построены расчётные кривые по наиболее распространённым эмпирическим зависимостям фазовой проницаемости от флюидонасыщенности. Часть этих зависимостей введена в программные коды пакетов для гидродинамического моделирования многофазной фильтрации, которые используются для оптимизации разработки месторождений. Наиболее используемые зависимости: Чэнь-Чжунь Сяна [3], ван Генухтена-Мулема [6], Кори, Стоуна, Паркера, Фауста [5]. Универсальной зависимости фазовой проницаемости от флюидонасыщенности не существует, и вышеперечисленные зависимости являются обобщенной аппроксимацией результатов экспериментов по конкретным объектам и справедливы только для них [2].

В работе представлен анализ и интерпретация зависимостей фазовой проницаемости от различных петрофизических характеристик на примере нефтяных месторождений Западной Сибири.

Установление универсальной зависимости фазовой проницаемости от какого-либо параметра позволит сократить материальные и временные затраты при разработке и эксплуатации месторождения.

Литература

1. Базив В.Ф. Геологопромысловые основы управления отбором жидкости и режимами нефтяных залежей при их заводнении: Автореферат. Дис. ... д-ра геол.-минер. наук. – М., 2008. – 48 с.
2. Тудвачев А.В., Коносавский П.К. Анализ и прогнозирование зависимостей функций фазовой проницаемости нефтенасыщенных коллекторов на примере месторождений Сургутского и Вартовского сводов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Вестник СПбГУ. – С-Пб., 2013. – Сер. 7 – Вып. 1. – С. 32–42.
3. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 397 с.
4. Amux J.W., Bass D.M. Whiting Jr. R.L. Petroleum reservoir engineering physical properties. – New York; Toronto; London: McGraw-Hill Book Company INC, 1960. – 569 p.
5. Pruess K., Battistelli A.A. Numerical Simulator for Three-Phase Non-isothermal Flows of Multi-component Hydrocarbon Mixtures in Saturated-Unsaturated Heterogeneous Media. – Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2002. – 192 p.
6. Van Genuchten M.A. Closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils // Soil Sci. Soc. Am. J. – Amsterdam, 1980. – Vol. 44. – P. 892–898.

АНАЛИЗ И ПОДБОР МЕТОДОВ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА ЮС₂ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

А.В. Копылов, С.В. Репчук, К.В. Синебрюхов, А.О. Безуглов

Научный руководитель PhD, директор ЦППНД ТПУ В.С. Рукавишников

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Русскинское месторождение расположено в восточной части Сургутского нефтегазоносного района в пределах Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

С точки зрения сосредоточенности запасов на Русскинском месторождении лидирующую позицию занимает объект разработки ЮС₂, так как на долю этого объекта приходится более 74% утвержденных извлекаемых запасов нефти по категории АВС₁ и 53,2% по категории С₂. Начиная с 2009 года на Русскинском месторождении происходит интенсивное вовлечение объекта ЮС₂ в разработку путем строительства новых скважин с проведением в скважинах ГРП на стадии освоения [3].

Из-за интенсивного ввода скважин на объект ЮС₂, имеющий колоссальные запасы углеводородного сырья, и необходимость применять метод увеличения нефтеотдачи – гидроразрыв пласта (ГРП), в связи с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пласта, на данный момент остается актуальной проблема анализа и подбора методов вторичного вскрытия пласта ЮС₂ в зависимости от особенности геологического строения. Ввиду аналогичного строения пласта ЮС₂ Русскинского месторождения и других месторождений ОАО «Сургутнефтегаз», где происходит интенсивное разбуривание объекта, масштаб проблемы значительно возрастает.

В период 2008-2010 гг. строительство новых скважин осуществлялось на участках, где пласт ЮС₂² является водонасыщенным, либо не является коллектором. В связи с этим гидроразрыв пласта производился на верхний нефтенасыщенный пласт ЮС₂¹, и в анализе рассматривались именно эти скважины [2].

Пласт ЮС₂¹ представлен практически на всей площади месторождения одной залежью пластового, тектонически и литологически экранированного типа. Отличительными особенностями строения пласта являются крайне низкие ФЕС, низкие значения нефтенасыщенной толщины, низкая песчанитость и высокая расчлененность разреза, наличие тектонических разломов и обширных зон замещения коллекторов, отсутствие подошвенных и законтурных вод.

В процессе изучения геофизического материала (данных окончательных каротажей) по скважинам, вскрывшим в разрезе пласт ЮС₂¹, было выделено три основополагающих литотипа изучаемого пласта с характерными особенностями строения и фациальными характеристиками (рис. 1).

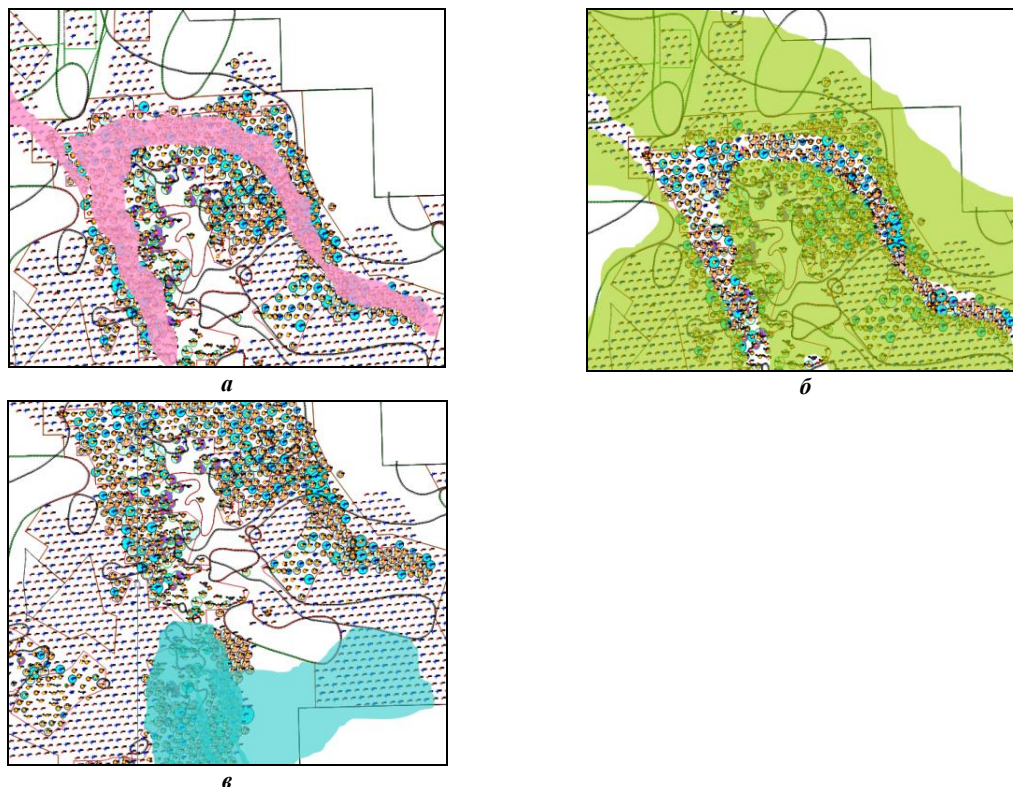


Рис. 1 Карты распространения литотипов в пласте ЮС₂¹ на Русском месторождении. Отложения: а) – русловые, б) – поймено-болотные, в) – прибрежно-морские

На втором этапе в выделенных группах скважин по генезису отложений пласта ЮС₂¹ были проанализированы изменения во времени показателей работы скважин. Для анализа взяты следующие критерии: средний дебит нефти на 1 скважину, накопленная добыча и темп падения дебита нефти за пять месяцев эксплуатации. Построены диаграммы зависимости вышеперечисленных критериев от объема закачанного проппанта (далее Qпр). С целью детализации анализа в каждой группе скважин, подразделенных по характеру отложений, выбраны три подгруппы в зависимости от закачанной массы проппанта, а именно 35-65 т, 65-95 т и больше 95 т. На рисунке 2 представлены распределения закачки проппанта за 12 месяцев работы [1].

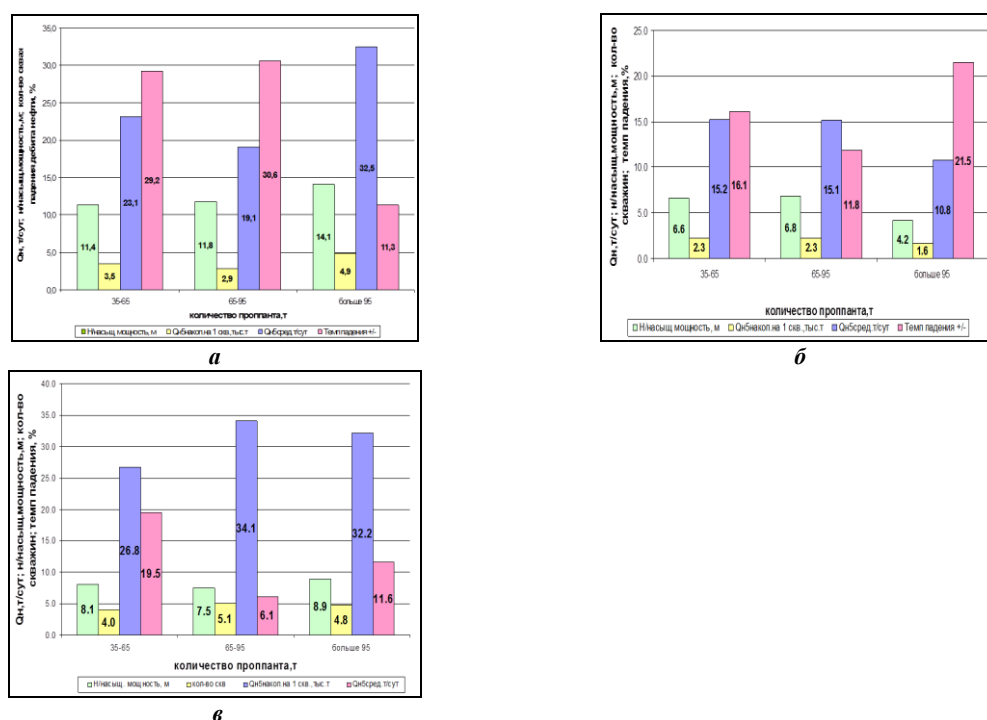


Рис. 2 Распределение закачки проппанта за 12 месяцев в литотипах пласта ЮС₂¹ на Русском месторождении. Отложения: а) – русловые, б) – поймено-болотные, в) – прибрежно-морские

Таким образом, выделены по литологическому признаку три наиболее часто встречающиеся типа пласта ЮС₂, из которых преобладающее распространение имеют пойменно-болотные отложения. В процессе анализа определено, что значения нефтенасыщенной мощности по данному типу коллектора достаточно небольшие на всей площади месторождения и составляют от 4 до 9 м. В данных геологических условиях, исходя из эксплуатации скважин, целесообразней производить закачку проппанта в количестве 65-95 т.

Оптимальной массой проппанта для прибрежно-морских отложений, со схожей геологией пласта ЮС₂ является также диапазон 65-95 т. В скважинах, вскрывших русловые отложения, с увеличением нефтенасыщенной мощности необходимо увеличивать и массу проппанта. Для пластов с мощностью 11 м целесообразно планировать закачку в объеме 65 т и с ростом мощности на 1,5 м необходимо увеличивать массу на 10 т. В результате анализа и сравнения работы скважин при первом и при повторном ГРП, можно сделать следующий вывод. При ГРП при освоении скважин, вскрывших русловые отложения, рентабельно проводить перфорацию верхней части пласта, так как подстилающий водонасыщенный пласт залегает близко. После бурения забойное давление равно начальному пластовому давлению.

Трещина будет развиваться «вдоль скважины», т.е. иметь небольшую длину и ширину, и большую высоту. И есть риск нарушения целостности разделяющего экрана между нефтенасыщенным и водонасыщенным пластом. При повторном ГРП, когда пластовое давление снизилось, перфорацию следует проводить по всей толщине нефтенасыщенного пласта.

Трещина будет иметь большую длину и ширину, и меньшую высоту по сравнению с такими же прострелочно-взрывными работами (ПВР) при освоении. Таким образом, удастся вовлечь в разработку слабодренлируемые зоны нефтяной залежи. В прибрежно-морских отложениях верхнюю часть пласта, разбитую на пропластки, не следует рассматривать как объект для ГРП, так как в глинах происходит упаковка дополнительного количества, закачанного проппанта. Первичное ГРП следует проводить в средней и нижней части пласта, где хороший коллектор, при наличии мощного глинистого экрана между нефтенасыщенным и водонасыщенным пластами. Если же глинистый экран недостаточно мощный, то ГРП при освоении следует проводить в средней части пласта, а когда пластовое давление снизится, производить дострел нижней части нефтенасыщенного пласта.

В скважинах, вскрывших пойменно-болотные отложения, ГРП при освоении и повторное ГРП следует проводить по всей толщине нефтенасыщенного пласта. И так как пойменно-болотные отложения разбиты на большое количество глинистых пропластков, проведение ГРП при освоении приводит к частичной упаковке проппанта в глинистых пропластках. Упакованный проппант не является активным каналом для движения флюида, поэтому не выносятся из пласта. Использование большого количества проппанта при повторном ГРП, когда пластовое давление понижено, приводит к распространению трещины на большое расстояние, что в конечном итоге влияет на обводнение продукции скважин, так как налаживается гидродинамическая связь между добывающей и нагнетательной скважиной. Следовательно, в пойменно-болотных отложениях при повторном ГРП не целесообразно производить закачку проппанта в объеме больше 65 т.

Литература

1. Евстигнеев В.М. Речной сток и гидрологические расчеты: Учебник. – М.: Изд-во МГУ, 1990. – 304 с.
2. Кондратьев Н.Е. Гидроморфологические основы расчетов свободного меандрирования // Труды ГГИ, 1968. – Вып. 155. – С. 5–38.
3. Кондратьев Н.Е. Русловые процессы рек и деформации берегов водохранилищ. // Труды ГГИ, 2000. – 258 с.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПАЛЕОРУСЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА ЮС₂

А.В. Копылов, С.В. Репчук, К.В. Синебрюхов, А.О. Безуглов

Научный руководитель директор ЦППНД В.С. Рукавишников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основная проблема при разбуривании пласта ЮС₂ – это неэффективное бурение с редким попаданием в продуктивный коллектор. Данная проблема возникает из-за того, что бурение ведется фактически вслепую, ковровым методом, что ведет к неоправданным затратам.

Для эффективного планирования скважин в отложениях, сформированных в условиях озерно-аллювиальной равнины, необходимо иметь представление о конфигурации палеодолины и палеоруслу, знать их морфометрические параметры. Это позволит проводить целенаправленное бурение, вдоль палеорусловых наиболее продуктивных отложений. На сегодняшний день основным источником определения палеорусловых отложений являются непосредственно бурение с последующим изучением керна и данные 3D сейсмоки, последнее достаточно затратное и проводится не на всех территориях. Возникает вопрос, что делать с участками, при отсутствии 3D сейсмоки и данных бурения. В данной работе на примере Рускинского месторождения предлагается методика прогноза перспективных палеорусловых отложений на основе метода геоморфологии, с помощью математических методов.

Продуктивный горизонт ЮС₂ приурочен к кровле тюменской свиты – отложениям средней юры. Его отличительными особенностями являются региональное распространение и почти повсеместная нефтеносность, большая глубина залегания, низкие фильтрационно-емкостные свойства и нефтенасыщенные толщины.