

**ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ПОВЫШЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО КОМПЛЕКСУ МЕТОДОВ ГИС
НА ПРИМЕРЕ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Галиев Ф.Р.

Научный руководитель - доцент **В.П. Меркулов**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Крапивинское нефтяное месторождение, открытое в 1985 году и входящее в Игольскую группу месторождений, приурочено в большей мере к Томской (юго-восточная часть) и в меньшей к Омской (юго-западный район) областям в административном плане. Месторождение приурочено к локальным поднятиям - Крапивинскому и Западно-Крапивинскому, представляющим из себя структуры III порядка, разделенные между собой мульдообразными прогибами. Продуктивными пластами исследуемого месторождения являются отложения верхней юры прибрежно-морского условия осадконакопления, имеющие полого-клиноформное строение. Неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади, мозаичное распределение залежей вследствие присутствия низкопроницаемых песчаных полос и ступенчатое изменение ВНК присущи данному месторождению. Особенности главного продуктивного пласта ($Ю_3^1$) являются значительные изменения ФЕС в плане и в разрезе, а также различные по площади месторождения физико-химические свойства нефти. Верхняя юра, являющаяся нефтегазоносной, подразделяется на васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты. Баженовская свита мощностью порядка 20-30 м, играющая одновременно роль нефтематеринской, нефтепроизводящей породы и региональной покрывки, состоит из черных битуминозных аргиллитов. Георгиевская свита незначительной мощности представлена темно-серыми глинами с включениями растительности. Глинистая нижневасюганская подсвита и песчано-глинистый горизонт образуют васюганскую свиту.

По результатам фациальной интерпретации литотипов разреза пласта $Ю_3^1$, сделаны выводы, что в северной и, незначительно, в центральной части Крапивинского месторождения развиты системы пляжевых баров. В юго-западной части находится область дельтового рукава, а переходная зона локализована между вышеназванными барями и рукавом дельты. Литотипы в виде воронки по ПС, показывают значения в барах, а в переходной-дельтовых отложениях кривая ПС имеет сложную форму.

Как было отмечено ранее, породы-коллекторы Крапивинского месторождения крайне неоднородны и имеют слабо согласованные фильтрационно-емкостные свойства. В связи с этим традиционная эмпирическая зависимость логарифма проницаемости от пористости, определяемая по керновым данным, малоприменима для рассматриваемого месторождения, так как искусственно игнорирует неоднородность экспериментальных данных и способна предсказать только сглаженное распределение проницаемости. Корреляции между данными геофизических исследований скважин (ГИС) и проницаемостью определены для конкретных геологических условий, что сильно ограничивает их применимость к определению ФЕС на Крапивинском месторождении. В связи с этим для анализа и прогноза проницаемости на месторождении по данным ГИС была использована концепция гидравлических типов коллектора. [3] Смысл этого метода в том, чтобы выделить конкретное число характерных типов породы, образованных в одних и тех же условиях седиментации и диагенеза. Данная концепция заключается в определении ограниченного числа характерных типов породы, которые были сформированы в сходных седиментационных и диагенетических условиях, имеющие похожую форму пор и физико-химические свойства, и, следовательно, для которых геологические и петрофизические свойства согласованы и отличны от других гидравлических типов. В данной концепции зависимость проницаемости от конфигурации реальной пористой среды описывается уравнением Козени и Кармен (1).

$$k = \frac{\varphi_e^3}{(1-\varphi_e)^2} \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}}, \quad (1)$$

где F_s – параметр формы поровых каналов, φ_e – эффективная пористость, τ – параметр извилистости, S_{gv} – площадь поверхности пор на единицу объема. Отсюда определена ключевая характеристика классификации пород FZI (*Flow Zone Indicator*), $FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}}$, описывающая геометрию порового пространства и

вспомогательная характеристика RQI (*Reservoir Quality Index*), $RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\varphi_e}}$, характеризующая средних гидравлический радиус поровых каналов. Данные характеристики могут быть рассчитаны по керновым значениям пористости и проницаемости. Экспериментально было подтверждено, что геологические характеристики породы – геометрическое строение порового пространства, минералогический состав матрицы и цемента определяет значение FZI , что позволяет установить корреляции между ним и данными измерений ГИС. Таким образом концепция гидравлических типов может быть использована для определения типа коллектора по измерениям ГИС. Но, для применения этого способа, нужно выделить некоторое количество предполагаемых видов коллекторов, и значения FZI для каждого из них, относящиеся только к определенному виду коллектора. Визуальное определение гидравлических единиц возможно путем анализа графиков проницаемость – эффективная пористость, RQI – эффективная пористость, где могут быть выделены группы образцов со схожими свойствами; графическим анализом гистограмм и поиском числа логнормальных распределений, каждое из которых отвечает собственному значению FZI ; графическим анализом накопленной функции вероятности и поиском характерных прямых; анализом стратиграфического графика Лоренца, где данные упорядочены в порядке стратиграфического положения и поиском точек перегиба кривой, отображающих границы гидравлических единиц; кластерным анализом с поиском оптимального количества кластеров посредством сравнения ошибки расчета проницаемости; анализом зависимостей капиллярного давления и сравнением функций Леверетта; по данным детального описания

и петрографического и микрофотографического анализа керн. Перечисленные выше методы определения гидравлических единиц позволили выделить от четырех до семи различных групп, что говорит о возможных пересечениях и вложениях групп друг в друга. Совместным рассмотрением всех описанных методов была составлена итоговая классификация, включающая семь типов пород-коллекторов и восьмой обобщенный тип породы-неколлектора. Для определения типа коллектора в интервалах без отбора керн необходимо однозначное сопоставление данных ГИС и значения FZI . Методом ранговой корреляции данных каротажа и значений FZI , определенных по керну, было выявлено, что наиболее явная связь прослеживается между значением FZI и гамма-и ПС - каротажными и пористостью по ГИС, связь с остальными доступными видами каротажа очень слаба. Сравнение функций плотности распределения вероятности рассматриваемых данных ГИС и рассмотрение общих ограничений исследований методами ГИС показывают, что ни один метод не может быть использован для однозначного определения гидравлического типа коллектора индивидуально, однако сочетание методов позволяет это определение. Для прогноза непрерывной величины FZI при построении геологической модели могут быть использованы множественные регрессии, Байесова оценка или нейронные сети.

Таким образом, для Крапивинского месторождения определены восемь гидравлических типов коллекторов и соответствующие им средние значения FZI .

$$k = 1014 \cdot (FZI)^2 \frac{\varphi_e^3}{(1-\varphi_e)^2} \quad (2)$$

Восемь зависимостей пористость-проницаемость вида (2) могут быть получены из уравнения (1) и применяться для определения распределения проницаемости по данным геофизических исследований скважин.

Основные промышленные запасы Крапивинского нефтяного месторождения связаны с пластом Ю₃. Для данного пласта характерна выраженная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств по разрезу и площади нефтеносных зон. Изучение неоднородности ФЕС и литологического строения пласта по данным из эксплуатационных и поисково-разведочных скважин [2] позволило выделить в пределах Крапивинского месторождения четыре литотипа. Наиболее любопытным с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств представляется первый литотип, представленный в северной и северо-восточной части месторождения. Следующая последовательность фильтрационно-емкостной неоднородности по разрезу характерна для первого литотипа: высокопроницаемая (100-1000 мД) песчаная пачка в кровле пласта; среднепроницаемая песчаная пачка (1-100 мД) в средней части пласта; низкопроницаемая (<1 мД) песчаная пачка в подошве пласта. Сверхвысокие значения проницаемости, характерные для верхней части разреза, и четко прослеживающаяся неоднородность ФЕС делают северную часть Крапивинского месторождения наиболее перспективным объектом для исследования.

Литература

1. Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения [Текст] : отчет по договору с ОАО «Томскнефть» / отв. исп. М.В. Панков – Томск: Научно-образовательный Центр ТПУ, 2004 – 425 с.
2. Обстановки осадконакопления и фации. Ч. 1. [Текст] / под ред. Х. Рединга – М.: Мир, 1990 – 352 с.
3. Amaefule, J. Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells [Text] / J. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab, D. Kersey, D. Keelan // SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit, Houston, Tx. – 1993.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ В ПРОЦЕССЕ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Григорьев В.А., Алдохин В.С.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К настоящему времени, доля запасов нефти, относящаяся к карбонатным коллекторам, превышает 30% от всех разведанных запасов. В частности, в России, доля запасов в карбонатных коллекторах оставляет более 50%, большая часть которых относится к новым месторождениям. Характерной особенностью разработки карбонатных коллекторов является преждевременная обводненность, вследствие которой происходит существенное снижение темпа выработки запасов. Причины процесса преждевременной обводненности в большей степени заключаются в геологических особенностях коллектора.

Первостепенное влияние на процесс обводнения скважин оказывает наличие микро- и макротрещин. Проблема заключается в том, что при моделировании и исследовании трещиноватых коллекторов стоит принимать во внимание ряд факторов и сил, которые не учитываются в случае с традиционными терригенными коллекторами. Расположение и формы трещин могут сильно отличаться, что на прямую влияет на размеры и форму блоков матрицы, на которые делится порода (рис.1). Стоит учитывать, что нефть может содержаться как в порах, так и в трещинах, и одна из этих сред будет средой фильтрации нефти в процессе добычи. Происходит изменение соотношения капиллярных и гравитационных сил, воздействующих на поведение флюидов в коллекторе в процессе добычи нефти.

Система трещин, в процессе разработки нефтяных месторождений карбонатных коллекторов, заметно реагирует на изменение пластового давления, так как коэффициент сжимаемости трещин в два раза больше, нежели коэффициент сжимаемости пор. При изменении пластового давления происходит изменение фильтрационно-емкостных параметров трещиноватости, а в частности: трещинной пористости, проницаемости (1) и основных параметров трещин, такие как длина, высота, густота (2) и раскрытость (3).