

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 Ю<sub>3</sub>. 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).

$$k_T = \alpha_T \cdot \Gamma_T \cdot \delta_T \quad (1)$$

где  $\alpha_T$  – коэффициент трещиноватости;  $\Gamma_T$  – густота;  $\delta_T$  – раскрытость

$$\Gamma_T = \frac{\sum L}{2 \cdot F} \quad (2)$$

где  $\sum L$  – длина всех трещин;  $F$  – площадь сечения, м

$$\delta_T = \delta_{T0} [1 - \beta_T (p_0 - p)] \quad (3)$$

где  $\delta_{T0}$  – ширина трещины при начальном давлении,  $p_0$ ;  $\beta_T$  – сжимаемость трещины.

Разница показателя раскрытости между пересекающимися трещинами представляет определенную трудность в определении траектории движения жидкости в системе, вследствие ее перетоков через трещины с наибольшей степенью раскрытости. Тем самым не исключается возможность прорыва воды, при уходе трещины, пронизывающей нефтяной пласт, в водоносный слой. Упругие свойства карбонатных коллекторов играют важную роль в образовании в них трещин. Основным условием образования горизонтальных трещи является создание давления, которое будет превышать вертикальное горное. Однако, они могут образоваться вследствие естественных процессов, лишь с той разницей, что их раскрытость и протяженность будут меньше. Для образования вертикальных трещин пластовое давление должно преодолеть боковое горное давление, следовательно, удержать их в раскрытом состоянии легче, так как значение бокового горного давления значительно меньше вертикального. Зоны пласта, в которых горное давление принимает высокие значения, представляют из себя естественный экран, который препятствует образованию трещин. За счет него происходит накопление давления в системе. При превышении критического значения экран прорывается, происходит удлинение трещины до тех пор, пока пластовое давление вновь не будет меньше бокового горного, что существенно отличается от фильтрации жидкости по порам.

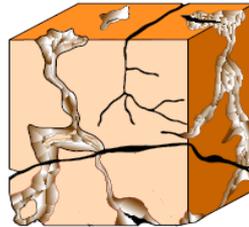


Рис. 1 Матрица карбонатного трещиноватого коллектора

Важным фактором, влияющим на процесс добычи и поддержания пластового давления, являются поверхностные свойства породы, а в частности – смачивание. В зависимости от взаимодействия нефти и воды с породой, ее поверхность может быть, как гидрофильной, так и гидрофобной. В случае гидрофильности, вода хорошо смачивает поверхность породы (рис.2а). В случае гидрофобности жидкость, собирается в капли, не смачивая поверхность породы (рис.2б). Поверхностные химические и адсорбционные свойства карбонатных пород могут приводить к разным вариациям смачиваемости, вследствие своего минералогического разнообразия. Карбонатные породы имеют положительный заряд, они адсорбируют в основном кислотные компоненты нефти. Некоторые компоненты нефти обладают свойством смачивать определенные участки поверхности породы по всему пласту, что подразумевает под избирательной смачиваемостью неоднородной поверхности породы, свойственной карбонатным коллекторам. Это означает, что в процессе поддержания пластового давления вытеснение происходит в основном из крупных пор, в мелких же преобладают капиллярные силы, удерживающие целики нефти.

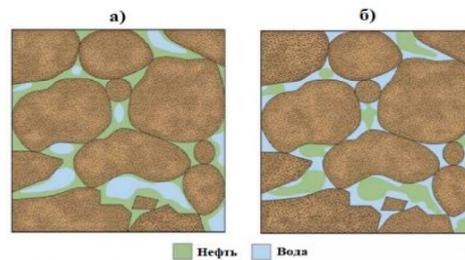


Рис.2 Гидрофильный (а) и гидрофобный (б) коллектор

Движение флюидов в пласте характеризуется подвижностью, обусловленной свойствами флюида и породы при равном давлении. Подвижность одного флюида относительно другого определяется безразмерным параметром, названным коэффициентом подвижности, который определяется на основании закона Дарси и характеризуется отношением фазовых проницаемостей и вязкостей флюидов при определенной насыщенности в пластовых условиях (4).

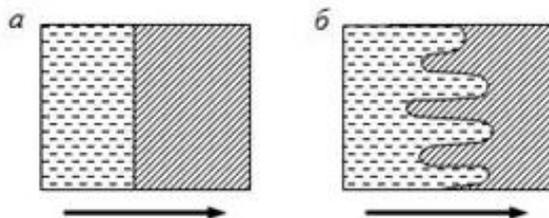
При двухфазном течении в пласте, коэффициент подвижности определяется отношением подвижности воды к подвижности нефти, в зависимости от относительной проницаемости.

$$M = \frac{k_1 \cdot \mu_2}{k_2 \cdot \mu_1} \quad (4)$$

где  $k$  – фазовая проницаемость,  $m^2$ ;  $\mu$  – вязкость, Па·с.

Если коэффициент подвижности равен единице, то при заданном перепаде давления фильтрация нефти и воды происходит с одинаковой скоростью. При малом коэффициенте подвижности процесс вытеснения нефти водой будет стабильным (рис.3а), так как в этом случае вода менее подвижна, чем нефть. При коэффициенте больше единицы, подвижность воды преобладает, произойдет опережение фронта вытеснения водой, тем самым образуя языки обводненности (рис.3б).

В процессе разработки нефтяных месторождений используя методы поддержания пластового давления варьировать значение коэффициента подвижности можно с помощью изменения вязкостей флюида, снизив вязкость нефти или увеличив вязкость вытесняющего реагента.



**Рис.3 Стабильное (а) и нестабильное (б) вытеснение нефти водой**

На процесс разработки месторождений оказывают существенное влияние анализ геологических особенностей, которые являются предпосылками причин преждевременного обводнения добывающих скважин, (рис.4).



**Рис.4 Геологические особенности причин преждевременного обводнения**

На начальном этапе важна целесообразность разработки с учетом ряда геологических особенностей коллекторов с выраженной неоднородностью. Процесс вытеснения нефти в таких коллекторах протекает иначе, следовательно, методы и прогнозирования показателей заводнения будут отличаться от используемых при проектировании терригенных коллекторов.

Одной из современных тенденций для увеличения нефтеотдачи при разработке карбонатных коллекторов является ASP-технология, использование которой позволяет увеличить гидрофильность поверхности пород, а также стабилизировать вытеснение нефти.

В свою очередь, для предотвращения притока воды и ее поглощения по трещинам, а также предотвращения опережающего движения воды по высокопроницаемым трещинам используются различного рода тампонирующие барьеры, представленные гелями, эмульсиями, пеной, дисперсным осадком или твердым телом.

Правильное понимание геологических особенностей коллектора, влечет к эффективному решению возникающих проблем преждевременного обводнения скважин, что в свою очередь приводит к повышению рентабельности разработки месторождения.

### Литература

1. Курс на карбонаты // Сибирская нефть. – 2017. – №138.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427с.
3. Викторин В.Д., Лыков Н. А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недра, 1980.
4. Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В., Котоусов А.Г. Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи логовского месторождения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №16. – С. 61 – 66.
5. И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, К.А. Бравичев, Л.В. Масленникова, О.Н. Сарданашвили Повышение эффективности выработки карбонатных коллекторов при заводнении // Территория нефтегаз. – 2009. – №2. – С. 42–44.