

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Анализируя результаты проведенных исследований, можно сделать выводы, что пласт ХМ₂:
- на территории исследования имеет неоднородное строение и сложен песчаниками, алевролитами и глинистыми породами;
- отложения накапливались в прибрежной полосе моря;
- наклон территории осуществлялся с юга на север, в этом же направлении увеличивалась глубина бассейна, возрастала удаленность области седиментации от береговой линии, снижалась гидродинамическая активность;
- увеличение общих толщин, толщины песчаников, их зернистости, песчанности разрезов и степени однородности возрастает с севера на юг территории по мере приближения к береговой линии.

Литература

1. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие. – 3-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 114 с.
2. Кислухин И.В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 116 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Собослаи М.Г.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время все больше месторождений можно отнести к «стареющим», так как на данных месторождениях снижается уровень добычи и происходит значительный рост обводненности скважинной продукции. При этом коэффициент извлечения нефти не превышает 0,35%. Это означает, что с каждым годом увеличиваются объемы трудноизвлекаемой нефти, которую трудно добыть традиционными методами. Соответственно, необходимо более качественно осуществлять доработку имеющихся запасов. Поэтому нефтяным компаниям и науке в целом необходимо уделять максимальное внимание совершенствованию технологий разработки месторождений на последних стадиях.

Полимерное заводнение (ПЗ) является одной из технологий, с помощью которой можно увеличить коэффициент извлечения нефти. Сущность ПЗ заключается в закачке в пласт раствора воды с добавлением полиакриламида (ПАА). При ПЗ происходит увеличение вязкости раствора и отношения подвижности воды и нефти, что приводит к выравниванию фронта вытеснения и уменьшению числа высокопроницаемых пропластков [1]. Вследствие чего увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением.

Первым и наиболее важным этапом при применении ПЗ является рассмотрение геолого-физических условий. Диапазон условий для применения данной технологии значительно расширился за последние годы, что позволило применять ПЗ на месторождениях, где ранее технология не применялась. Данный тип заводнения применим и для карбонатных и для терригенных типов коллекторов. Благодаря разработкам, в нефтехимии появилась возможность применять полимеры в более жестких условиях, т.е. разрабатываются различные добавки. Специальное оборудование, которое применяется, исходя из процесса закачки раствора, позволяет повысить эффективность технологии и минимизировать риск разрушения полимера до попадания в пласт. Как видно из таблицы 1, ПЗ возможно применять для пластов с высокой температурой и минерализацией, а также для пластов с высоковязкой нефтью, что ранее было невозможно [2]. Полимерные растворы обеспечивают более эффективное применение, удовлетворяющие нескольким основным параметрам. (табл.).

Таблица

Параметры полимерного заводнения

| Характеристики коллектора | Текущий диапазон применения |
|--|-----------------------------|
| Проницаемости коллектора, мкм ² | 0,01-10 |
| Температуре пласта, °С | > 140 |
| Вязкость нефти в пласте, сПз | > 13 000 |
| Плотность нефти, кг/м ³ | > 965,9 |
| Минерализации пластовой воды, г/л | < 280 |
| Текущая нефтенасыщенность, % | > 20 |

Как видно из характеристик, удовлетворяющих основным требованиям ПЗ, важную роль играют проницаемость пласта, температура пласта и минерализация пластовой воды. Стоит отметить, что в карбонатных коллекторах практически не применяется ПЗ, так как в данном типе коллектора присутствуют ионы кальция Ca²⁺ и магния Mg²⁺, что может привести к осаждению полимера солями кальция и магния. Поэтому при применении ПЗ в карбонатных коллекторах необходимо более тщательно изучить характеристики пласта и проводить лабораторные исследования с целью нахождения оптимального состава.

Одним из основных параметров является целевая вязкость (коэффициента сопротивления) закачиваемого агента. При применении ПЗ в неоднородном пласте при наличии перекрестных межпластовых перетоков идеальная вязкость, используя закон Дарси, равна: μ полимера = отношение подвижностей * контраст проницаемости [3].

Контраст проницаемости представляет собой отношение проницаемости более высокопроницаемого пропластка к проницаемости более низкопроницаемого пропластка. Если же перетоков между пластами нет, то этот множитель не учитывается при расчете идеальной вязкости. В работе [3] описан случай Дадина. В данном случае коэффициент подвижности последней точки составляет 10, а контраст проницаемости – 4. Соответственно была найдена оптимальная вязкость полимера, которая составила 40 сПз. На некоторых месторождениях с тяжелой нефтью эта стратегия едва применима, учитывая требуемую вязкость и связанные с этим затраты (не учитывая аспекты, связанные с приемистостью). Чтобы учитывать неоднородности, целевое значение отношение подвижностей должно быть ниже 1.

На эффективность ПЗ влияет коэффициент подвижности, который находится как отношение подвижности вытесняющего агента (λ_w) к подвижности вытесняемого агента (λ_o): $M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_o}{\frac{K_{ro}}{K_{rw}}}$,

где: K_{rw} , K_{ro} – относительная проницаемость воды и нефти соответственно; μ_w , μ_o – эффективная вязкость воды и нефти соответственно.

Коэффициент подвижности (M) при вытеснении нефти водой больше 1. Это объясняется тем, что вязкость воды меньше вязкости нефти. В результате чего в направлении отбора жидкости происходит прорыв воды, который приводит к увеличению обводнённости скважины.

Селективное тампонирувание зон пласта с высокой проницаемостью возможно при использовании полимерных растворов. Все это приводит к перераспределению фильтрационных потоков и, как следствие, выравниванию профиля заводнения. Проникновение вытесняющего агента в зоны с низкой проницаемостью происходит из-за выравнивания профиля заводнения (рис. 1). Все эти факторы приводят к тому, что агент вытеснения проникает в область с низкой проницаемостью, куда ранее он не мог попасть. За счет этого вытеснение нефти происходит не только из высокопроницаемых, но и из низкопроницаемых областей, что повышает эффективность ПЗ (рис. 2)

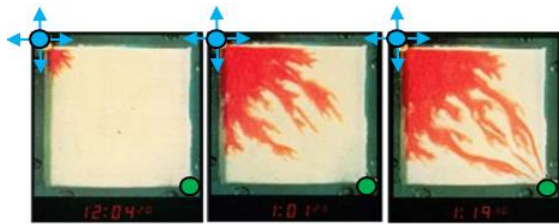


Рис. 1 Соотношение подвижностей >1 (Вода)

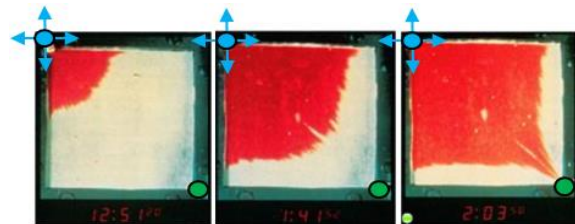


Рис. 2 Соотношение подвижностей <1 (Полимер)

Из-за повышения вязкости вытесняющего агента появляется дополнительное сопротивление в пласте. Давление для закачки полимерных растворов в пласт должно быть выше давления заводнения водой. Повышение давления закачки необходимо, чтобы обеспечить сохранение приемистости скважины и поддерживать пластовое давление. Результатом связи макромолекул с определенным гидродинамическим объёмом в растворителе является такой параметр, как вязкость полимера. При деструкции полимера происходит разрыв молекул, что приводит к снижению эффективности заводнения.

Выделяют следующие типы деструкции полимера: химическая, механическая и термическая. Химическая деструкция заключается в образовании свободных радикалов. Образование происходит за счет взаимодействия молекул полимера и кислорода. Перед закачкой в пласт полимер должен быть растворен в воде. В воде присутствуют элементы, которые способны вступить в реакцию с кислородом O_2 , сероводородом H_2S , железом Fe^{2+} и пр. Рисунок 3 иллюстрирует химическую деструкцию полимера при температуре $46^\circ C$ при использовании гипохлорита натрия $NaClO$.

Большое сдвиговое напряжение способствует наступлению механической деструкции. Повышенное сдвиговое напряжение отмечается в определенных типах насосов, клапанах, штуцерах и при определенных типах заканчивания скважины. Разделение полимера на отдельные части происходит под действием сдвига.

В результате данного процесса образуются свободные радикалы, которые так же, как и при химической деструкции, способны разрушать полимерные молекулы в ходе цепной реакции.

Основной сдвиг наблюдается в нагнетательной линии. Также сдвиг можно наблюдать при прохождении жидкости по насосам или в призабойной зоне пласта. В трубах и оборудовании при проведении полимерного заводнения рекомендуется не превышать скорость потока жидкости более 5 м/с [5]. На рис. 4 представлена сдвиговая деструкция полимера через 1,75 мм перфорационное отверстие.

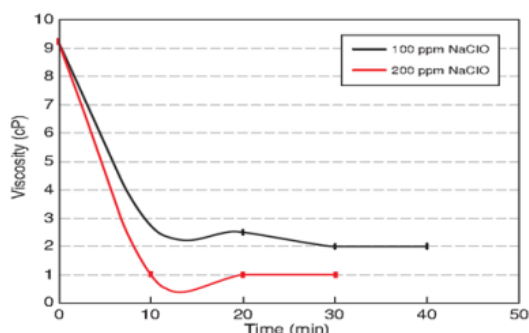


Рис. 3 Химическая деструкция полимера

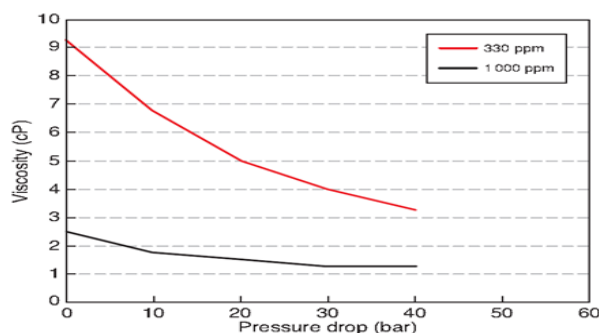


Рис. 4 Сдвиговая деструкция полимера

Термическая деструкция развивается из-за воздействия на раствор высоких температур. Реакции осаждения между гидролизованным ПАА и двухвалентными ионами пластовой воды (Ca^{2+} , Mg^{2+}) происходят на основе частично гидролизованного полиакриламида, реакция ведет к потере вязкости раствора закачки.

Гидролиз полимера также может происходить и при низких температурах (50 °C) при определенных значениях pH раствора. Данный процесс приведет к повышенной анионности полимера, в результате чего соли кальция и магния будут осаждать полимер. Поэтому при высоких температурах следует выбирать полимер с низкой анионностью или с низкой кажущейся вязкостью [4].

Таким образом, методика полимерного заводнения является одной из перспективных технологий, которая будет активно внедряться в ближайшие годы. Применение данной технологии приводит к существенным изменениям фильтрационных потоков в продуктивном пласте, в связи с этим, выбор полимера и анализ геолого-физических свойств пласта при выборе полимера являются важным звеном в процессе полимерного заводнения.

Литература

1. Clarke A., Howe A.M., Mitchell J., Staniland J., Hawkes L.A. How Viscoelastic-Polymer Flooding Enhances Displacement Efficiency. Society of Petroleum Engineers, 2016. doi:10.2118/174654-PA. – Vol. 21. – P. 675 – 1074.
2. Rheological Properties of Stimuli-Responsive Polymers in Solution to Improve the Salinity and Temperature Performances of Polymer-Based Chemical Enhanced Oil Recovery Technologies / T. Leblanc, O. Braun, A. Thomas et al.: Paper SPE 174618 presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015.
3. Seright R.S. How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? Paper SPE 179543 presented at the Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 April 2016. [Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.2118/179543-MS>.
4. Повышение эффективности полимерного заводнения [Электронный ресурс]. URL: https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30_Years_of_EOR.pdf.
5. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома, Б. Саюк, Ж. Абирова, Е. Мазбаев // Территория «НЕФТЕГАЗ», 2017. – № 7 – 8. – С. 58 – 66.

АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТРИБУТОВ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ОТЛОЖЕНИЙ

Сафроненко А.В., Райле К.Н.

Научный руководитель - инженер-исследователь А.А. Волкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство месторождений в Западной Сибири, относящихся к мезозой-кайнозойским отложениям осадочного чехла, разбурено и эксплуатируется. В связи с этим существует вероятность истощения запасов нефти в Западной Сибири. Решением данной проблемы могут стать нефтеносные доюрские отложения фундамента Западно-Сибирской плиты. Однако и с этими отложениями не всё так просто. Поскольку они приурочены к фундаменту плиты, они характеризуются сложным геологическим строением. В связи с этим требуется применение современных методов изучения месторождений. К числу таких методов можно отнести атрибутивный анализ, который можно применять при наличии данных 3D сейсморазведки.

Целью работы являлось определение комплекса сейсмических атрибутов, которые можно использовать для уточнения литологического состава верхней части доюрского комплекса отложений на примере Урманского нефтяного месторождения. В качестве основного метода исследования применялся анализ сейсмических атрибутов, комплексирование сейсмических атрибутов

Урманское нефтяное месторождение находится в Парабельском районе Томской области. Оно было открыто в 1974 году на одноименном поднятии в верхней части фундамента. Урманское поднятие представляет собой эрозионный горстовый выступ девонских карбонатов, которые характеризуются каверно-трещинным пустотным пространством. Помимо карбонатов палеозойские отложения представлены бокситами. В результате тектонических процессов и эрозии рельеф данной местности приобрёл блоковое строение. В ранней юре вследствие трансгрессии все