

Из графиков следует, что самые низкие значения вязкости исследуемой нефти получены при добавлении 50 г/т ингибитора СНПХ-ИПГ-11А. Среди образцов проб нефти с добавлением ингибитора ХПП-007 удовлетворительные результаты получились с дозировкой 50 г/т, но все же несколько выше, чем с аналогичной дозировкой ингибитора СНПХ-ИПГ-11А. Из полученных результатов по уравнению Аррениуса-Френкеля-Эйринга были рассчитаны радиусы частиц при разных температурах [4]. На рисунке 2 представлены результаты расчета радиусов частиц при понижении температуры образцов нефти с добавлением ингибиторов ХПП-007 и СНПХ-ИПГ-11А дозировками 45, 50 и 55 г/т.

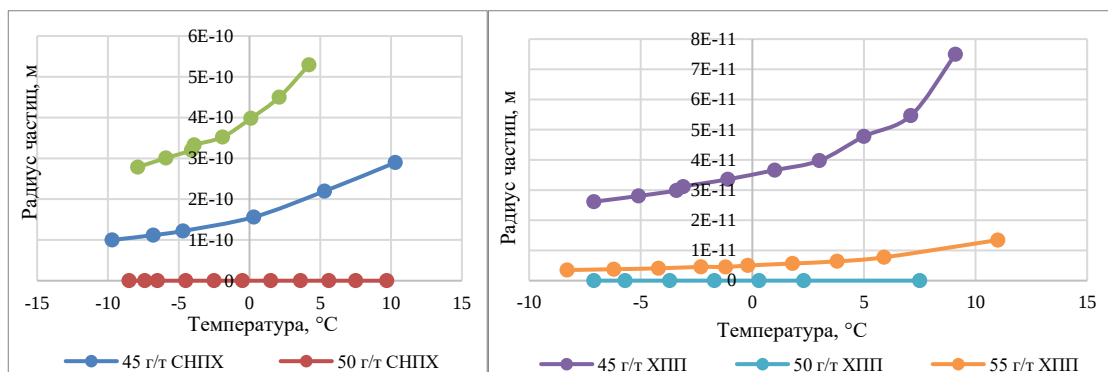


Рис. 2. Зависимость радиуса частиц от температуры

По полученным расчетам видно, что меньшими радиусами обладают частицы образца нефти, содержащего 50 г/т ингибитора ХПП-007. По результатам проделанной работы можно сделать вывод о том, что ингибитор СНПХ-ИПГ-11А дозировкой 50 г/т, является наиболее эффективным по результатам измерения температур застывания и динамической вязкости. Это подтверждается расчетами радиусов частиц этого образца в интервале температур. Как альтернативный вариант можно предложить дозировку 50 г/т ингибитора ХПП-007, показавшего удовлетворительные результаты эксперимента.

#### Литература

1. Белянин Б. В., Эрх В. Н. Технический анализ нефтепродуктов и газа. – 1975.
2. Манжай В.Н., Колышкина С.Г., Чеканцева Л.В., Яценко И.Г. Реологические свойства и структура высоковязких нефтей различных месторождений // Нефть и газ. – Известия ВУЗов. 2018. – №1. – С. 112 – 118.
3. Тырышкина Д. В. Анализ низкотемпературных свойств аномальной нефти на примере Рыбального нефтяного месторождения (Томская область). – 2023.

### ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, УХУДШАЮЩИХ ФАЗОВУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПО НЕФТИ ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ

Уколов А.И.<sup>1,2</sup>

Научный руководитель инженер Пестерев А.В.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Сохранение продуктивности скважины при освоении месторождений является одним из первостепенных вопросов. Нефтяной дебит зависит от показателей относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти. При воздействии на призабойную зону технологическими составами на водной основе (буровые промывочные и буферные жидкости, кислотные растворы, жидкости глушения и другие) ОФП по нефти снижается.

К важнейшему процессу, влияющему на дальнейшую разработку залежи, относится первичное вскрытие породы-коллектора, которое влечет за собой ухудшение естественных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта и может привести к следующим результатам:

- засорения твердой дисперсной фазой бурового раствора (БР) порового пространства коллектора;
- процесс диспергации глин в составе вмещающих пород;
- образования нерастворимых осадков при взаимодействии пластовых флюидов с фильтратом БР, образования водонефтяных эмульсий;
- повышения водонасыщенности в призабойной зоне скважины при фильтрации дисперсионной среды БР.

Целью данной работы является оценка вклада различных факторов, оказывающих негативное влияние на фазовую проницаемость пласта по нефти при первичном вскрытии и снижающих нефтяной дебит.

В работе рассматривались буровые растворы, которые часто применяются в строительстве скважин с горизонтальным участком в пластах малой мощности, где способом заканчивания скважины является нецементируемый хвостовик [2,3,5]: ингибированный полимеркарбонатный (ИПК), биополимерный ингибированный (БИ), биополимерный ингибированный с сульфированным асфальтом (БИА), биополимерный ингибированный

модифицированный (БИМ), разработанный в Научно-образовательном центре нефтегазовой химии и технологии Инженерной школы природных ресурсов. Технологические и фильтрационные свойства буровых растворов представлены в таблице 1.

**Таблица 1**

**Основные технологические и фильтрационные параметры буровых растворов первичного вскрытия пластов**

| Буровой раствор | Условная вязкость, с | Плотность, г/см <sup>3</sup> | рН, ед. | Толщина корки, мм | Межфазное натяжение, мН/м | Показатель фильтрации API, см <sup>3</sup> |       |
|-----------------|----------------------|------------------------------|---------|-------------------|---------------------------|--------------------------------------------|-------|
|                 |                      |                              |         |                   |                           | 25 °С                                      | 90 °С |
| ИПК             | 68                   | 1,17                         | 8,5     | 1                 | 6,85                      | 8,3                                        | 17,2  |
| БИ              | 56                   | 1,16                         | 9,5     | <1                | 6,21                      | 5,2                                        | 13,0  |
| БИА             | 83                   | 1,16                         | 9,5     | <1                | 6,37                      | 5,6                                        | 11,6  |
| БИМ             | 64                   | 1,16                         | 9,4     | <1                | 6,01                      | 6,0                                        | 15,6  |

Влияние засорения порового пространства коллектора твердой фазой БР оценивалось по фильтрационным испытаниям на фильтр-прессе при комнатной и пластовой температурах.

Фильтрация в «прямом» направлении (из скважины в пласт) как при нормальной, так и при пластовой температуре, находится на одном уровне для всех буровых растворов, что может привести к повышению водонасыщенности в пласте (табл. 2). В «обратном» направлении фильтрационная корка бурового раствора БИМ при повышенной температуре 90 °С показывает высокие значения фильтрации флюида, т. е. проницаема для углеводородов.

**Таблица 2**

**Влияние фильтрационной корки на фильтрацию нефти**

| Буровой раствор | Фильтрация БР в «прямом» направлении | Фильтрация флюида в «обратном» направлении | Фильтрация БР в «прямом» направлении | Фильтрация флюида в «обратном» направлении |
|-----------------|--------------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------------|
|                 | см <sup>3</sup>                      |                                            |                                      |                                            |
|                 | 25 °С                                |                                            | 90 °С                                |                                            |
| ИПК             | 8,3                                  | 0,0                                        | 17,2                                 | 0,4                                        |
| БИ              | 5,2                                  | 0,4                                        | 13,0                                 | 2,0                                        |
| БИА             | 5,6                                  | 0,6                                        | 11,6                                 | 2,8                                        |
| БИМ             | 6,0                                  | 12,0                                       | 15,6                                 | 194,4                                      |

Диспергирование глин возникает при проникновении в продуктивную зону пласта-коллектора фильтрата буровой промывочной жидкости, когда гидростатическое давление столба жидкости превышает пластовое давление.

В связи с тем, что глины гидрофильны, то при взаимодействии с фильтратом БР на водной основе их частицы притягивают молекулы воды, в результате чего глины увеличиваются в объеме и закупоривают поровое пространство, тем самым снижая продуктивный потенциал пласта-коллектора [4].

Для оценивания ингибирующей способности рассматриваемых растворов ядерный материал был измельчен и просеян через набор сит для отделения фракции не более 1 мм. Полученные навески высушивали в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянной массы. Формирование цилиндров проводилось на гидравлическом компакторе OFFITE.

Постепенное набухание глинистых частиц наблюдалось в течение 20 часов, общий объем цилиндра увеличился не более чем на 5 %. После 20 часов кривые динамики набухания стабилизируются, что обусловлено либо минимальным количеством глинистого материала в ядре, либо выраженными ингибирующими способностями исследуемых буровых растворов. Следовательно, диспергирование глин не имеет сильного влияния на снижение фазовой проницаемости по нефти для рассматриваемых пород.

По результатам серий экспериментов на образование водонефтяных эмульсий представленные промывочные жидкости и пластовые флюиды совместимы как при комнатных условиях, так и при пластовых. Фильтрационные испытания проводились на керне верхнеюрских отложений – мелко- и среднезернистом однородном сером песчанике с признаками углеводородов в термобарических условиях объекта разработки. Для всех рассматриваемых систем установлен низкий коэффициент восстановления проницаемости (отношение эффективной проницаемости по нефти после воздействия БР к исходной проницаемости по нефти).

Снижение фильтрационных характеристик продуктивного пласта происходит по причине проникновения фильтрата БР в призабойную зону скважины, порода которой имеет гидрофильный характер смачиваемости. «Водная блокада» - эффект, созданный за счет увеличения текущей водонасыщенности, который проявляется в виде защемленной рыхлосвязанной воды в капиллярных и субкапиллярных порах поверхностными силами. Согласно работам [1,6], рыхлосвязанная вода располагается в виде многослойных пленок, покрывающих стенки фильтрующих пор и прочносвязанную воду, а нефть, как не смачивающая фаза, движется по центру фильтрующих пор. В процессе капиллярной пропитки нефть также оттесняется из мелких и средних пор в более крупные. После фильтрационных

испытаний, чтобы подтвердить эффект «водной блокады», была определена конечная водонасыщенность. Показатели выросли на 10–12 (отн.) % при кратном снижении проницаемости для всех рассматриваемых буровых растворов.

Подводя итоги проведенного обзора факторов, ухудшающих относительные фазовые проницаемости по нефти продуктивного пласта, наиболее выраженным для гидрофильных низкопроницаемых коллекторов является эффект «водной блокады» - повышение текущей водонасыщенности в призабойной зоне скважины.

#### Литература

1. Демахин С.А., Демахин А.Г., Губанов В.Б. Изучение влияния гидрофобизирующих составов на водонасыщенность и проницаемость призабойной зоны нефтяного пласта // Нефтепромысловое дело. 2009. – № 6. – С. 25 – 28.
2. Лушпеева О. А. и др. Высокоингибирующий экологически безопасный буровой раствор для бурения горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №. 9. – С. 46-49.
3. Carboxymethylhydroxyethyl cellylose in drilling, worker and complesion fluids: Patent. USA № 4239629, CO9 K7/02; Publ. 16.02.1980.
4. Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and properties of drilling and complition fluids. 5th ed. – Houston; London; Paris; Zurich; Tokyo: Gulf Publ. Company, 1979. – 643 p.
5. Milas M., Rinando M. Conformational investigation of the bacterial polysaccharide xantan // Ibid. – 1979. – № 1. – P. 189–196.
6. Penny G.S., Pursley J.Th. Field studies of drilling and completion fluids to minimize damage and enhance gas production in unconventional reservoirs // Society of Petroleum Engineers. – 2007. – № 06. – P. 32 – 38.

### ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА БС<sup>10</sup> ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Уразов Р.Р.

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия*

Целью исследования является изучение процессов компенсации накопленных отборов жидкости на объекте БС<sup>10</sup> Федоровского месторождения. Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи: выделение блоков с разной динамикой работы скважин, определение геологических характеристик коллекторов, определение объемов добычи, закачки жидкости и компенсации отборов, установление влияния геологических характеристик коллекторов на характер работы участков залежи.

Федоровское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1971 году. В разрезе месторождения выделяют доюрский фундамент и осадочный чехол, сложенный терригенными породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Разработка ведется с 1973 года. Федоровское месторождение находится на III стадии разработки. Объект БС<sup>10</sup> приурочен к нижнемеловому нефтегазоносному комплексу. Коллектора в среднем по пласту относятся к классу коллекторов А (по П.П. Авдусину и М.А. Цветковой). По проницаемости коллектора пласта являются хорошопроницаемыми (по Г.И.Теодоровичу). Коэффициент нефтенасыщенности в среднем по пласту 0,697 д.ед. Нефти в пластовых условиях отличаются небольшой плотностью (758 кг/м<sup>3</sup>) и малой вязкостью (1,4 мПа\*с).

К объекту БС<sup>10</sup> приурочены 53,7 % извлекаемых запасов нефти месторождения или 453754 тыс. т нефти. Объем накопленной добычи нефти равен 102453,8 тыс. т нефти, что составляет 71,9 % накопленной добычи месторождения. В настоящее время на объекте добывается 9,39% от всего объема добычи нефти месторождения. Объем накопленной добычи жидкости равен 618572,6 тыс. т, накопленная закачка агента составляет 628472,8 тыс. м<sup>3</sup>. Средний дебит нефти равен 4,4 т/сут, обводненность - 98,13 %, средний дебит по жидкости - 274,4 т/сут, проектная компенсация накопленных отборов объекта составляет 108,5 %, фактическая компенсация – 106,8 %.

В данной статье будет проведен анализ процессов компенсации накопленных отборов на Федоровской площади объекта БС<sup>10</sup>. Система заводнения на объекте организована в 1980 году. На объекте реализована блоковая трехрядная система разработки. Всего по залежи выделено 10 блоков. Для анализа было рассмотрено 3 блока из 10. Блоки были отобраны на основании различной величины компенсации накопленных отборов жидкости. Блоки представлены на рисунке 1.

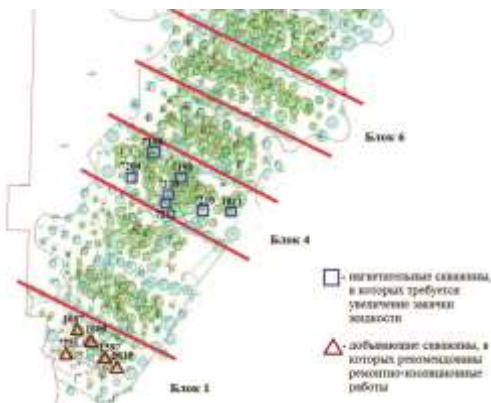


Рис. 1. Выкопировка карты накопленных отборов объекта БС<sup>10</sup>