

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ  
ЕМ-ЁГОВСКОЙ ПЛОЩАДИ  
КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT  
OF THE EM-YOGOVSKAYA AREA  
OF THE KRASNOLENINSKOYE FIELD**

**Батыров Мухамед Измуудинович**  
инженер-химик по буровым растворам,  
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»  
batyrov\_muhamed@mail.ru

**Аннотация.** В статье приведены проектные решения по разработке Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения. Описаны основные принципы разработки нефтяных залежей юрского комплекса и викуловской свиты. Рассмотрены осложнения при эксплуатации скважин (мероприятия в области борьбы с парафиноотложением и мероприятия по борьбе с солеотложениями). Приведены требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин, а также требования и рекомендации к системе ППД.

**Ключевые слова:** проектные решения по разработке месторождения; основные принципы разработки нефтяных залежей юрского комплекса; основные принципы разработки нефтяных залежей викуловской свиты; вопросы выработки запасов; осложнения при эксплуатации скважин; требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин; требования и рекомендации к системе ППД

**Batyrov Muhamed Izmudinovich**  
Drilling fluid engineer,  
Company  
«Halliburton International GMBH»  
batyrov\_muhamed@mail.ru

**Annotation.** The article provides design solutions for the development of the Em-Yogovskaya area of the Krasnoleninskoye field. The basic principles of development of oil deposits of the Jurassic complex and Vikulovskaya suite are described. Complications during the operation of wells (measures in the field of combating paraffin deposition and measures to combat scale deposits) are considered. Requirements and recommendations for the system of gathering and field preparation of well products, as well as requirements and recommendations for the pressure maintenance system are given.

**Keywords:** design solutions for field development; basic principles of development of oil deposits of the Jurassic complex; basic principles of development of oil deposits of the Vikulovskaya suite; development of reserves; complications during well operation; requirements and recommendations for the collection system and field preparation of well products; requirements and recommendations for the maintaining reservoir pressure system.

**Проектные решения по разработке Ем-Ёговской площади**  
Ем-Ёговская площадь введена в разработку в 1980 году. В целях изучения геолого-промысловой характеристики пластов тюменской свиты был выделен опытный участок с размещением 270 скважин по площадной девятиточечной системе (по сетке 450×450 м), проектный уровень добычи нефти – 1,05 млн тонн/год.

В 1982 году составлена технологическая схема опытно-промышленной разработки, которая базировалась на той же исходной информации, что и предыдущий проектный документ. Основные проектные решения по эксплуатационному объекту, системе разработки, плотности сетки скважин остались прежними. Увеличились объемы буровых работ и расширены границы расстановки скважин. В результате проектный уровень добычи нефти составил 6,7 млн тонн, фонд скважин – 971. В 1982 году в эксплуатации находилась 21 скважина, годовая добыча нефти составила 121,0 тыс. тонн, с начала разработки добыто 138,4 тыс. тонн.

В 1983 году составлена «Дополнительная записка к технологической схеме опытно-промышленной разработки». Целью работы явилось уточнение проектных уровней в связи с переводом части объема буровых работ на более продуктивную Талинскую площадь. Проектные решения остались без изменения, уточнились максимальные уровни добычи:

- по нефти – 4 млн тонн;
- по жидкости – 1,9 млн тонн;
- по закачке воды – 2,9 млн тонн.

В 1983 году в эксплуатации на тюменскую свиту находилось 28 скважин, годовая добыча нефти составила 185,1 тыс. тонн, с начала разработки – 325,4 тыс. тонн.

В связи с низкой продуктивностью большинства скважин, пробуренных на тюменскую свиту, в 1985 году было временно остановлено дальнейшее разбуривание площади, было решено ограничить проведение опытно-промышленной эксплуатации только в разбуренной части. В 1985 году в эксплуатации на тюменскую свиту находилось 52 скважины, годовая добыча нефти составила 231,8 тыс. тонн, с начала разработки – 791,3 тыс. тонн.

В 1989 году составлена Технологическая схема разработки Ем-Ёговской площади, в которой основным добычным объектом являются пласты ВК викуловской свиты. В связи с тем, что по тюменской свите за десятилетний период опытно-промышленной эксплуатации не получена необходимая информация о добычных возможностях объекта, не отработаны основные принципы и методы разработки, принято решение о продолжении опытно-промышленной эксплуатации.

В технологической схеме разработки по викуловской свите предусмотрено:

- выделение одного эксплуатационного объекта ВК<sub>1-2</sub>;
- реализация блочно-замкнутой, очагово-избирательной системы разработки;
- плотность сетки – 9 га/скв.;
- проектные уровни добычи:
  - нефти – 3,469 млн тонн;
  - жидкости – 23,798 млн тонн;
  - закачки воды – 42,832 млн м<sup>3</sup>;
- фонд скважин:
  - добывающие С<sub>1</sub> – 2222, С<sub>2</sub> – 2757, С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> – 4979;
  - нагнетательные С<sub>1</sub> – 955, С<sub>2</sub> – 1181, С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> – 2136;
  - всего С<sub>1</sub> – 3169, С<sub>2</sub> – 3938, С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> – 7107.

В 1990 году СибНИИНП была составлена и утверждена «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Ем-Ёговской и Пальяновской площади» и утверждена в ЦКР со следующими основными проектными решениями по викуловским залежам нефти:

- 1) общий проектный фонд скважин – 7107, в том числе добывающие – 4979 скважин, нагнетательные – 2136 скважин;
- 2) проектный фонд скважин в границах нефтенасыщенных толщин более 6 м – 3862 скважин;
- 3) система разработки площади – пятирядная с переходом на блочно-замкнутую;
- 4) плотность сетки – 9 га/скв.;
- 5) темпы разбуривания площади – 800 тыс. м в год;
- 6) максимальные проектные показатели:
  - добыча нефти – 3,9 млн тонн/год;
  - добыча жидкости – 28,2 млн м<sup>3</sup>/год;
  - закачка воды – 43,9 млн м<sup>3</sup>/год;
  - проектный коэффициент нефтеизвлечения – 0,145 против 0,345, утвержденного в ГКЗ;
    - способ эксплуатации – механизированный, преимущественно ШГН;
    - средний дебит нефти одной скважины – 7 тонн/сут., жидкости – 20 м<sup>3</sup>/с;
    - средняя приёмистость одной нагнетательной скважины – 80 м<sup>3</sup>/с.

Согласно технологической схемы по юрскому комплексу отложений предусматривалось проведение доразведочных работ бурением 212 оценочных скважин. При положительных результатах планировалось скважины вводить в опытно-промышленную эксплуатацию. Максимальный уровень добычи нефти планировался в объеме 273 тыс. тонн/год.

В 1992 году СибНИИНП составлено и утверждено в ЦКР ТЭО на разработку Ем-Ёговской площади, согласно которого по юрскому комплексу отложений приняты следующие основные положения:

- 1) выделение одного эксплуатационного объекта в юрском комплексе;
- 2) применение избирательной системы разработки, расстановка скважин нерегулярная, скважины размещаются преимущественно в высокопродуктивных зонах, выделенных по данным бурения оценочных скважин и дистанционных методов разведки;
- 3) максимальный проектный уровень добычи нефти – 1,9 млн тонн/год;
- 4) общий проектный фонд скважин – 572, в том числе 433 добывающих и 139 нагнетательных;
- 5) разработка залежей юрского комплекса в начальный период осуществлялась на естественном режиме, в последующем по результатам уточнения геологического строения реализуется переход на режим заводнения.

В 1996 году СибНИИНП составлено и утверждено в ЦКР «Дополнение к технологической схеме разработки Ем-Ёговской + Пальяновской площадей (абалакская свита)».

Утверждённый вариант разработки юрских отложений предусматривает:

1. Выделение одного эксплуатационного объекта.
2. Разработка залежей на естественном режиме.
3. Размещение скважин индивидуальное в наиболее продуктивных зонах.
4. Бурение с 1996 года новых 33 оценочных скважин с отбором керна и полным комплексом геофизических исследований.
5. Общий проектный фонд скважин на юрские отложения – 119.
6. Опытное заводнение, для чего под нагнетание планируется перевести 11 скважин.
7. Проведение гидроразрыва пласта в низкопродуктивных скважинах.
8. Проектный уровень добычи нефти в 1996 году – 405,5 тыс. тонн.
9. Средний дебит нефти новых скважин – 25 тонн/сут.

Исходя из проектных решений по многостадийности разработки юрского комплекса отложений, в настоящее время реализуется этап по доразведке площади бурением оценочных скважин по редкой сетке скважин и ввод их в опытно-промышленную эксплуатацию.

В процессе разбуривания и разработки Ем-Ёговской площади в связи с уточнением геологического строения нефтяных залежей, сокращением зон деятельности НГДУ в соответствии с полученными лицензиями на разработку объектов, сокращением объемов буровых работ по причине невозможности их финансирования в полном объеме, фактические показатели разработки площади существенно отличаются от проектных, особенно это касается викуловской залежи. Скорректированные уровни добычи нефти, объёмы буровых работ, уточненный проектный фонд скважин периодически рассматривались и утверждались на ЦКР.

По тюменской свите предусмотрено к имеющимся скважинам пробурить ещё 40 скважин, расположенных в предполагаемых продуктивных зонах. При получении положительных результатов бурения оценочных скважин предполагается расширить зону опытно-промышленной эксплуатации, пробурив всего 212 скважин, в том числе добывающих 157, нагнетательных 55.

Режим разработки тюменской свиты предусмотрено проводить в двух стадиях: 1 стадия – упругий, 2 стадия – опытная закачка воды.

Проектные уровни:

- добыча нефти – 0,273 млн тонн;
- добыча жидкости – 0,587 млн тонн;
- закачка воды – 1,291 млн м<sup>3</sup>;
- коэффициент нефтеизвлечения – 0,15.

### **Основные принципы разработки нефтяных залежей юрского комплекса**

#### ***Неоднородность по продуктивности***

Высокопродуктивные зоны имеют ограниченные размеры соизмеримые с шагом сетки скважин. Так, при испытании разведочной скважины № 2 получен приток нефти 136 тонн/сут. По окружающим скважинам, расположенным на расстояниях 400–600 м, максимальный дебит нефти равен в среднем 3,2 тонн/сут. По данным ГИС скважин

каких-либо существенных отличий по строению разреза не отмечается. В районе разведочной скважины № 4 по одной группе скважин максимальный дебит нефти изменяется в диапазоне 45–12 тонн/сут., по другой 50–70 тонн/сут.

Отличительной особенностью процесса выработки запасов нефти является неравномерное распределение добытой нефти по скважинам. Основная часть добытой нефти объекта идёт из нескольких высокодебитных скважин. В 1991 году добыча нефти по Ем-Ёговской площади составила 256,2 тыс. тонн. По семи высокодебитным скважинам добыча нефти составила 247,7 тыс. тонн или 96,7 % от общей.

Из распределения фонда скважин по дебитам следует, что значительная часть скважин (63 %) имеет дебит не менее 5 тонн/сут. С дебитами более 50 тонн/сут. работает всего 10 % скважин.

В целом результаты опытно-промышленной эксплуатации свидетельствуют о значительной неоднородности объекта по продуктивности.

С позиций исследования кернов и ГИС скважин большая часть запасов относится к низкопроницаемым коллекторам. Выявленные локальные высокопродуктивные зоны приурочены, по всей видимости, к зонам трещиноватости, что подтверждается опытом закачки воды в скважины, когда практически одновременно с началом закачки в окружающих добывающих скважинах появляется вода и при прекращении закачки поступление воды резко снижается.

### ***Вовлечение в разработку низкопроницаемых участков***

О вероятности вовлечения в разработку песчано-алевролитовых тел тюменской свиты, несмотря на их крайне низкие коллекторские свойства, говорят данные материального баланса.

Разработка юрского комплекса Ем-Ёговской площади ведётся на естественном режиме, в связи с этим интерес представляет поведение пластового давления.

Установлено, что при больших отборах нефти (по скважине № 1096 – 160 тыс. тонн, по скважине № 1122 – 70 тыс. тонн) пластовое давление снизилось до 18–19 МПа и на этом уровне держится длительное время (5–6 лет). Стабилизация давления при продолжающемся отборе свидетельствует о том, что установился стационарный режим и в зону дренирования извне поступает объём нефти, равный добываемому. По некоторым скважинам (№ 1015, 1044, 1145 и 1166) при незначительных отборах нефти пластовое давление также снизилось на 4–6 МПа. Падение давления вызвано тем, что соседние с этими высокодебитные скважины имеют значительные отборы. Следовательно, зона дренирования высокодебитных скважин имеет размеры, превышающие расстояния между скважинами и включающие низкопроницаемые коллектора. Этот факт создаёт предпосылки для длительной эксплуатации участков месторождения на естественном режиме без закачки воды или других агентов. В этом случае зоны высокой продуктивности будут работать как укрупнённые скважины, питающиеся от больших объёмов окружающих низкопроницаемых пород, имеющих значительный запас упругой энергии.

### ***Опыт заводнения***

На опытном участке проводилась пробная закачка воды. Под закачку было освоено 13 низкопродуктивных скважин, работавших дебитами 1–2 тонн/сут. в режиме накопления, из которых периодически действовало 3–7 скважин. После освоения под закачку приемистость скважины при давлении нагнетания 13–15 МПа достигала 350–500 м<sup>3</sup>/сут. и наблюдались опережающие прорывы воды в соседние добывающие скважины.

Следовательно, попытки поддержать пластовое давление и организовать процесс вытеснения водой по обычной технологии оказались неудачными. Необходимо специальное размещение нагнетательных скважин исходя из фактического положения зон высокой продуктивности, закономерности их распространения по площади и особенностей гидродинамической связи по разрезу объекта. Такое размещение может быть достигнуто только после детального гидродинамического изучения разрабатываемых участков.

С позиции технологии освоения скважин под закачку и самого режима закачки необходимо применение специальных методов и оборудования для дифференцированного освоения закачкой разреза, контроля и регулирования закачки воды.

Таким образом, на основе результатов опытно-промышленной эксплуатации пластов можно сделать следующие заключения:

1. Основной объём песчано-алевролитовых тел тюменской свиты низкопродуктивен и даёт притоки 1–2 тонн/сут. при депрессии на пласт 8–11 МПа. В то же время выявлены высокопродуктивные зоны, имеющие ограниченные размеры, скважины которых обеспечивают практически всю добычу нефти из объекта.

Высокие дебиты отдельных скважин связаны, по-видимому, с зонами трещиноватости. Опыты закачки воды подтвердили наличие трещиноватых зон.

2. В случае разбуривания площади по равномерной сетке без предварительной локализации высокопродуктивных зон, в большинстве скважин не будут получены промышленные притоки нефти. Дальнейшая разработка на основе регулярных систем будет малоэффективна из-за быстрого обводнения скважин по системам трещин и вторичных коллекторов.

3. Потребуется дополнительные затраты, связанные с технологией вскрытия пласта, изменением конструкции забоя, креплением, вторичным вскрытием, освоением на приток.

4. Особое внимание придётся уделить организации закачки воды. Основным режимом будет не фронтальное вытеснение нефти водой, а режим прямоточной пропитки блоков матрицы алевролитопесчаных тел тюменской свиты через систему естественных и искусственных трещин. Этот процесс потребует особого подхода к расположению нагнетательных скважин, дифференцированного освоения интервалов, ведения регулируемой циклической закачки.

5. Необходимо будет широко применять дорогостоящие технологии, позволяющие гидродинамически соединять трещины и вторичные коллектора с забоем скважины (горизонтальное бурение, гидроразрывы, импульсные методы и т.д.)

6. Процесс освоения запасов тюменской свиты по участкам разработки будет многостадийным. На первой стадии, пользуясь тем, что скважины, попавшие в высокопродуктивные зоны, могут длительное время эксплуатироваться на естественном режиме и область дренирования высокодебитных скважин распространяется и на низкопродуктивные зоны, в которых происходит снижение пластового давления и перетоки нефти в высокопродуктивные зоны, осуществляется поиск зон высокой продуктивности и их разбуривание, выход на промышленные уровни отборов нефти, позволяющие окупать затраты на дальнейшее освоение, производится детальная доразведка и комплекс гидродинамических исследований, позволяющие наметить конкретное направление системы разработки.

На второй стадии будет осуществляться переход на режим заводнения пластов, основной задачей которого будет организовать прямоточную пропитку блоков матрицы песчано-алевролитовых тел тюменской свиты.

### **Основные принципы разработки нефтяных залежей викуловской свиты**

Отличительной особенностью геологического строения продуктивных пластов викуловской свиты является их монолитное строение, песчаность основного пласта  $ВК_1$  изменяется в диапазоне 0,66–0,86. Морфологическая неоднородность пластов  $ВК_{2-3}$  выше, песчаность изменяется в диапазоне 0,41–0,68.

Перемычка неколлектора между пластами  $ВК_1$  и  $ВК_{2-3}$  в среднем составляет 2–4 м, кроме того, имеются зоны слияния пластов.

Таким образом, пласты  $ВК_1$  и  $ВК_{2-3}$  составляют практически единый гидродинамически связанный объект. Несмотря на то, что при подсчёте запасов нефти часть пласта  $ВК_1$  отнесена к нефтяной зоне, при рассмотрении пласта  $ВК_1$  как эксплуатационного объекта, его следует относить к единому с пластами  $ВК_{2-3}$  водонефтяному объекту. Это связано с тем, что технологически невозможно избежать при незначительных перемычках неколлектора перетоков воды, закачиваемой в пласт  $ВК_1$ , в нижележа-

щие пласты  $ВК_{2-3}$ . Это относится и добывающим скважинам, в которых при проектных режимах работы насосного оборудования неизбежны перетоки воды из нижележащих водонасыщенных пластов, даже в том случае, когда они не вскрыты перфорацией.

Распределение проницаемости по разрезу пластов  $ВК_1$  и  $ВК_{2-3}$  имеет следующую закономерность, оказывающую существенное влияние на характер выработки запасов нефти: проницаемость вверх по разрезу от подошвы к кровле уменьшается. В пласте  $ВК_1$  выделяются два слоя, различающихся по проницаемости: нижний, более проницаемый (60–80 мД), на долю которого приходится только 30 % объёма пласта; верхний – с пониженной проницаемостью (10–30 мД), на долю которого приходится значительная часть запасов нефти пласта (до 70 %). Аналогичное строение имеют и пласты  $ВК_{2-3}$ .

Установленный характер распределения коллекторских свойств по разрезу пластов при эксплуатации скважин приводит к опережающей выработке нижней части пласта  $ВК_1$ , темп отбора которой будет как минимум в 2–3 раза выше, чем в остальной части пласта. В связи с этим уровень добычи нефти из викуловской свиты в ближайшие годы (5–10 лет) будет определяться в основном запасами нефти, сосредоточенными в нижней части пласта  $ВК_1$ , которые можно отнести к «активным» запасам.

Таким образом, основными особенностями геологической модели продуктивных пластов викуловской свиты являются:

1. Монолитное строение продуктивных пластов. При реализации внедряемых в настоящее время систем разработки и плотностей сетки скважин будет обеспечена высокая степень охвата нефти дренированием.

2. Незначительная перемычка неколлектора между пластами  $ВК_1$  и  $ВК_{2-3}$ . При рабочих депрессиях для насосного способа (7–10) и качестве крепления скважин неизбежны перетоки воды из водоплавающего пласта  $ВК_{2-3}$ . Необходима реализация специальных решений в области строительства скважин. Пласты  $ВК_1$  и  $ВК_{2-3}$  следует рассматривать как единую водонефтяную залежь.

3. Низкое значение средней проницаемости пласта  $ВК_1$ , которое подтверждается результатами опробования и гидродинамических исследований скважин. Срок выработки запасов нефти может превысить физический срок пригодности скважин для эксплуатации. Необходимо обоснование бурения скважин-дублёров.

4. Неоднородное строение пластов по проницаемости. На долю нижнего, более проницаемого приходится только 30 % объёма пласта. Уровень добычи нефти из викуловской свиты будет определяться в основном запасами нефти, сосредоточенными в нижней части пласта. Необходимы работы по интенсификации отборов из низкопроницаемой кровельной части и изоляции промытой подошвенной части пласта.

### **Вопросы выработки запасов**

В процессе опытно-промышленной эксплуатации продуктивных пластов установлены следующие основные факторы, осложняющие процесс разработки продуктивных пластов.

#### ***Викюловская свита***

1. Продуктивный нефтенасыщенный пласт  $ВК_1$  от водонасыщенного пласта  $ВК_{2-3}$  отделяет незначительная перемычка неколлектора, толщина которой 2–4 м. При рабочих депрессиях для насосного способа (7–10 МПа) и существующем качестве крепления скважин отмечаются перетоки воды из водоплавающей части пласта. Необходимо совершенствование технологии крепления скважины.

2. Пласт  $ВК_1$  сложен в основном низкопроницаемой породой, что подтверждается результатами опробования, гидродинамическими исследованиями скважин. Сроки физической пригодности скважин для эксплуатации (30–50 лет), что недостаточно для полной выработки запасов нефти. Необходимо применение технологий по повышению продуктивности скважин.

3. В разрезе пласта  $ВК_1$  выделяется два интервала, различающихся по проницаемости. На долю нижнего интервала, проницаемость которого в 2–5 раза выше, чем

верхнего, приходится только 30 % запасов нефти. Технология разработки должна предусматривать селективное воздействие на пласт: изоляцию заводненной, более продуктивной части пласта и интенсификацию добычи из низкопроницаемой части.

### **Юрский комплекс**

1. Основной объём песчано-алевролитовых пластов низкопродуктивен и даёт притоки нефти, равные 1–2 тонн/сут. при депрессии на пласт 5–11 МПа.

2. Выявленные высокопродуктивные зоны имеют ограниченные размеры. Высокие дебиты скважин, пробуренных в этих зонах, связаны с трещиноватостью коллекторов. Опыт закачки воды подтвердил наличие трещиноватых зон.

3. В связи с наличием высокопроницаемых зон требуется совершенствование технологии вскрытия пластов, крепления, освоения на приток, изменения конструкции забоя.

4. В связи с тем, что высокопродуктивные зоны имеют ограниченное распространение, по скважинам, попавшим в зону распространения низкопроницаемого коллектора, необходимо проведение работ по гидроразрыву пласта.

Таким образом, в процессе опытно-промышленной эксплуатации продуктивных пластов установлена необходимость совершенствования следующих основных направлений технологии разработки:

- крепление, вскрытие и освоение скважин;
- интенсификация добычи, повышение продуктивности скважин, селективное воздействие на пласт.

На Красноленинском месторождении предусматривается применение эффективной технологии заканчивания скважин, которая позволит повысить продуктивность, улучшить герметичность, избежать перетоков воды из водоносной части разреза викуловской свиты в нефтенасыщенную. Для ведения указанных работ привлечена на контрактной основе американская фирма «Halliburton». В скважинах, которые намечены для бурения на пласт ЮК, предусматривается проведение гидроразрыва пласта.

### **Динамика показателей разработки и фонда скважин**

Объектами разработки на площади являются пласты ВК<sub>1-2</sub> (викуловская свита) и ЮК (тюменская свита). Средние глубины их залегания составляют 1600 и 2600 м. Физико-химические свойства пластовых флюидов не являются аномальными. Давление насыщения составляет 5,8 МПа. Газовый фактор колеблется в пределах 19 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Достигнутые средние дебиты механизированных скважин по объектам составляют 1–15 тонн/сут. В целом по площади отсутствуют осложнения, которые могли бы наложить ограничения на применение насосного способа добычи нефти.

Сравнительная технико-экономическая оценка насосных способов эксплуатации скважин показывает, что наименьшие приведённые затраты имеет вариант с применением УШГН. Также анализ результатов технико-экономической оценки применения УЭЦН, УШГН, УЭДН показал, что для условий данной площадки УШГН целесообразно применять при дебитах скважин до 40 тонн/сут.

В связи с изложенным, для эксплуатации механизированных скважин площади рекомендуется использовать установки электроцентробежных, электродиафрагменных и штанговых насосов с преимущественным использованием последних (75 %).

Согласно руководства по эксплуатации наклонных скважин Западной Сибири (РД 39-1-1007-84) для повышения эффективности эксплуатации наклонных скважин рекомендуется профиль, в котором угол наклона ствола в интервале работы оборудования ограничивается 20°, а интенсивность искривления должна составить не более 3° на 100 м.

При соблюдении этих требований при бурении скважин создаются благоприятные условия работы электронасосных и штанговых насосных установок. Надёжная и устойчивая работа насосных установок будет обеспечена при глубине спуска 900–1200 м (объект ВК<sub>1-2</sub>).

Для скважин, пробуренных на тюменскую свиту, спуск насосного оборудования должен производиться на глубину 1000–1400 м (в зависимости от обводнённости). Основной фонд скважин будет оборудован установками штанговых насосов, что связано с невысокими средними дебитами скважин.

Установками электроцентробежных насосов рекомендуется эксплуатировать скважины с дебитами более 20 тонн/сут., диафрагменных – менее 16 тонн/сут.

Для реализации проектных решений в области техники и технологии потребуется следующее оборудование:

1. Для скважин, оборудованных электроцентробежными насосами:
  - устьевая арматура АФК1Э-65-140 (ГОСТ 13846-84);
  - насосно-компрессорные трубы диаметром 60 мм марки «Д», «К» (ГОСТ 633-80);
  - электроцентробежные насосные установки серии УЭЦНМ в модульном исполнении (ТУ 26-06-1486-87) производительностью 50 м<sup>3</sup>/сут.
2. Для скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами:
  - штанговые глубинные насосы типа СШН диаметром плунжера 28–68 мм, вставные (ГОСТ 26-16-06-86);
  - станки-качалки типа СКД-6, СКД-8 (ГОСТ 26-16-08-87);
  - насосно-компрессорные трубы диаметром 60, 73, 89 мм (ГОСТ 633-80);
  - штанги диаметром 19, 22, 25 мм. (ГОСТ 13877-80).
3. Для скважин, оборудованных установками электродиафрагменных насосов:
  - устьевая арматура АФК1Э-65-140;
  - насосно-компрессорные трубы диаметром 60 мм марки «Д» (ГОСТ 633-90);
  - электродиафрагменные насосные установки производительностью 4–16 м<sup>3</sup>/сут. (УЭД9-000РЭ).

Подбор УЭЦН производится по РД 39-1-390-80 «Универсальная методика подбора УЭЦН к нефтяным скважинам», подбор УШГН по РД 39-1-289-79 «Методика оптимального подбора типоразмера и режима работы штанговой глубинно-насосной установки».

Расчёт насосно-компрессорных труб производится согласно РД 39-1-306-79 «Инструкция по расчёту насосно-компрессорных труб».

Малодебитный фонд скважин, эксплуатируемый в режиме периодической откачки, рекомендуется эксплуатировать согласно РД 39-1-154-80 «Методика по эксплуатации малодебитных глубинно-насосных скважин в режиме периодической откачки».

Для обеспечения планируемой эффективности использования фонда скважин, учитывая особенности эксплуатации добычного оборудования на площади, применению рекомендуется ряд новых технических разработок:

1. Для скважин, оборудованных электроцентробежными насосами:
  - УЭЦНМ в модульном исполнении;
  - УЭЦН со встроенными устройствами, обеспечивающими контроль и автоматическое управление режимом работы.
2. Для повышения межремонтного периода работы электроприводных насосов необходимо оснащать их системой ТМС-3 (термоманометрическая система) производства завода «Электрон» Главтюменьнефтегаза.
3. Для скважин, оборудованных ШГН:
  - станки-качалки в исполнении «ХЛ»;
  - штанги с повышенными механическими свойствами, цельнотянутые штанги и муфты, наплавленные твёрдыми сплавами;
  - штанговые насосы с цельным цилиндром, износоустойчивые насосы.

Кроме того, на низкодебитном фонде скважин следует продолжать апробирование установок электродиафрагменных насосов.

## **Осложнения при эксплуатации скважин**

### ***Мероприятия в области борьбы с парафиноотложением***

Добыча нефти на Ем-Ёговской площади осложнена выпадением асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании (НПО). Для решения вопроса борьбы с АСПО был проведён анализ состава и свойств нефтей, который показал, что данные нефти относятся к парафинистому типу П<sub>2</sub>, маловязкие, лёгкие, усреднённые. Содержание парафина в нефти составляет 3,8 %, температура насыщения дегазированной нефти парафином составляет 31°С.

Для исключения простоев скважин и недобора нефти по причине выпадения АСПО необходимо предусмотреть мероприятия, включающие в себя защиту скважинного оборудования с помощью химических и тепловых методов.

В зависимости от интенсивности парафиноотложений изменяется и межочистой период (МОП) скважин от нескольких суток до нескольких месяцев. Для предотвращения выпадения АСПО необходимо низкодебитные скважины с интенсивной парафинизацией (МОП менее 15 суток) защищать с помощью ингибиторов парафиноотложений типа СНПХ.

Так как по составу нефти Ем-Ёговской и Талинской площадей сопоставимы, то можно рекомендовать реагенты СНПХ 7214р и 7215м, прошедшие опытно-промысловые испытания на Талинской площади и показавшие хорошие результаты. При применении данных ингибиторов на скважинах Талинской площади МОП в среднем составил 75 сут. (при периодической подаче), без применения реагентов на 90 скважинах МОП составил 31 сут.

Применение ингибиторов парафиноотложения наиболее эффективно методом непрерывного дозирования в затрубное пространство скважин дозированными насосами типа НД, УДЭ, БР. Удельный расход реагентов 100 г на тонну нефти.

Часть скважин с АСПО (МОП 15-30 сут.) необходимо обрабатывать растворителями с целью удаления АСПО со стенок насосно-компрессорных труб. В качестве растворителей применять гексановую, ксилольную фракции (ГФ, КФ), лёгкую пиролизную смолку (ЛПС) и их композиции: ГФ с КФ в объёмном соотношении 5:1, ГФ с ЛПС 1:1 или 3:1. Закачку реагентов проводить периодически с помощью агрегата ЦА-320. При применении химреагентов руководствоваться РД 39-01-48070-88Р «Технология удаления и предотвращения парафинообразования в нефтепромысловом оборудовании».

Скважины с незначительной интенсивностью парафинизации (МОП более 30 сут.) обрабатывать горячей нефтью с помощью агрегата ЛДП-4, периодичность обработки 1-2 раза в квартал.

### ***Мероприятия по борьбе с солеотложениями***

Анализ промыслового материала (состав пластовой и закачиваемой в систему поддержания пластового давления вод, динамика изменения обводнённости продукции добывающих скважин, термобарические параметры пластов) показывает, что появления отложений неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании на площади можно ожидать с 1992 года.

Для своевременного выявления фонда скважин, работа которых осложнена отложением солей в оборудовании, необходимо проводить обследование скважин, обводненность продукции которых достигла 50 %, в соответствии с РД 39-0148070-026ВНИИ-86 «Технология оптимального применения ингибиторов солеотложения».

Для предупреждения отложений солей в нефтепромысловом оборудовании наиболее эффективным является химический способ с использованием ингибиторов солеотложения типа ПАФ.

В настоящее время ингибиторы применяются по способу периодической задавки в призабойную зону продуктивного пласта и по способу непрерывной подачи реагента дозированием в попутно добываемую воду; способ подачи ингибитора зависит от условий и зоны отложений солей. На скважинах, оборудованных ЭЦН и ШГН при отложении солей выше приёма насоса, возможно применение реагента по способу непрерывной подачи в затрубное пространство скважин. При отложении солей в приза-

бойной зоне продуктивного пласта, а также при невозможности регулярного подъезда к скважинам для обслуживания дозирочного оборудования, целесообразно производить задавку реагента в призабойную зону продуктивного пласта.

Технология применения ингибиторов изложена в РД 39-01-48070-003 ВНИИ-86 «Руководство по технологии применения ингибиторов отложений солей ПАФ-13А в добывающих скважинах».

Необходимое оборудование:

- цементируочный агрегат ЦА-320М или ЦА-320А;
- дозирочное устройство НД, выбор типоразмера производится с учётом суточного расхода реагента;
- автоцистерны ЦР-7АП, АЦП-7,5, АЦП-11.

### **Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин**

При сепарации нефти викуловской свиты, имеющей меньший по сравнению с тюменской свитой газовый фактор (25 м<sup>3</sup>/т против 198 м<sup>3</sup>/т), следует применять сепараторы по проекту ГП 496.00.000.В0 без УПО.

В случае смешения нефтей обеих свит в пропорциях, обеспечивающих газовый фактор 100 м<sup>3</sup>/т и более, узел первой ступени сепарации должен проектироваться по РД 39-0148070-303-85, что обеспечит качественную сепарацию при высоком газовом факторе.

Поскольку массовое содержание пропана в пластовой нефти превышает 2 % (3,98 % и 9,47 % для викуловской и тюменской свит), с целью увеличения глубины сепарации на концевой ступени Красноленинского ЦТП целесообразно предусмотреть продувку нефти газом в соответствии с РД 39-0148070-87Р.

В ближайшие годы весь объём добываемой жидкости будет транспортироваться на ЦТП, а в перспективе, как на ДНС-1 и ДНС-2, так и на других ДНС, которые будут проектироваться при дальнейшем освоении площади, целесообразно запланировать предварительное обезвоживание. Срок ввода в эксплуатацию установок предварительного сброса воды определяется при проектировании, для разработки технологической схемы этих установок и параметров работы необходимо проведение специальных исследований.

Товарную подготовку нефти Ем-Ёговской площади в перспективе целесообразно осуществлять (так же как в настоящее время) на существующей УПН Красноленинского ЦТП. В связи с тем, что доля сравнительно тяжёлой ( $\rho = 857 \text{ кг/м}^3$ ) нефти викуловской свиты в общем объёме сырья, поступающего на УПН, будет возрастать, целесообразно оптимизировать параметры, а при необходимости и схему работы установки с учётом этого обстоятельства. Кроме того, при проектировании необходимо учитывать динамику добычи нефти по всем площадям, обработка сырья которых будет осуществляться на УПН Красноленинского ЦТП, поскольку при совпадении максимумов добычи может потребоваться расширение или реконструкция установки.

Согласно проектным решениям Гипротюменьнефтегаза газ с ДНС-1 и ДНС-2 в ближайшее время будет транспортироваться до Красноленинского ЦТП по системе газопроводов и использоваться главным образом на собственные нужды. В перспективе целесообразно подключение всех ДНС к общей системе газосбора района.

### **Требования и рекомендации к системе ППД**

Закачка воды в нагнетательные скважины должна производиться по колонне насосно-компрессорных труб. Для оборудования нагнетательных скважин рекомендуется использовать для пласта ВК двухсекционные, ЮК – трёхсекционные насосно-компрессорные трубы типа размера 60×5,0.

Конструкция нагнетательных скважин должна обеспечивать надёжную эксплуатацию в течение всего срока разработки месторождения при проектном давлении нагнетания 18 МПа.

Устья всех нагнетательных скважин рекомендуется оборудовать малогабаритной утеплённой арматурой  $D_y = 65$  мм. В случае задержки выпуска данной арматуры следует применять серийно-выпускаемую арматуру АНК1-65×210 с обязательным утеплением её в зимнее время специальными пенополистирольными колпаками и электрообогревом с помощью гибкой электронагревательной ленты. С целью защиты эксплуатационной колонны от высокого давления низ колонны насосно-компрессорных труб необходимо оборудовать пакерующими устройствами типа Б-76М. В первую очередь это мероприятие следует проводить на скважинах, обсадные колонны которых по каким-либо причинам не способны работать при проектном давлении.

Весь нагнетательный фонд должен быть оснащён расходомерами и регуляторами расхода воды. При отсутствии автоматических регуляторов расхода воды следует предусмотреть на устье каждой нагнетательной скважины или на блок-гребёнках кустов и КНС установку легкосъёмных штуцеров из износостойких материалов.

В качестве источника водоснабжения рекомендуется использовать подтоварную и пресную воду. Для обеспечения проектного устьевого давления всех нагнетательных скважин рекомендуется использовать насосы ЦНС 180-1900.

Допустимые нормы содержания твёрдых взвешенных веществ (ТВВ) составили 35 мг/л, нефтепродуктов – 50 мг/л. Допустимые нормы содержания ТВВ и нефтепродуктов следует уточнять в процессе разработки месторождения.

В целях контроля за технологическими параметрами работы оборудования систем ППД следует установить средства учёта закачиваемой воды на выкидной линии каждого насосного агрегата, на каждом напорном водоводе в помещении распределительной гребёнки КНС и на устьях всех нагнетательных скважин.

Нагнетательные скважины пласта ЮК следует подключать к системе закачки воды основного объекта ВК. Учитывая, что в процессе эксплуатации системы ППД может возникнуть необходимость в дифференциации давлений нагнетания, необходимо устья всех скважин (в первую очередь скважин пласта ЮК) оборудовать средствами регулирования расхода воды.

## Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
3. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
6. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Фациальная корреляция пласта ВК<sub>1</sub> (Красноленинское месторождение) в автоматизированном режиме / В.П. Алексеев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 4. – С. 9–14.
12. Бабешина Е.И., Трушкова Л.В. Основные принципы выбора реагентов-деэмульгаторов для Красноленинского месторождения // Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции магистрантов им. профессора Н.А. Малюшина «Нефтегазовый терминал» / Под общей редакцией М.А. Александрова. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2018. – С. 55–58.

13. Батыров М.И., Шиян С.И. Поинтервальная оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин в пределах Каменной площади Красноленинского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 60–72
14. Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 75–81.
15. Батыров М.И., Савенок О.В., Анискин В.В. Геологические основы для проведения анализа разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 73–93.
16. Батыров М.И., Савенок О.В. Характеристика и изученность основных свойств продуктивных пластов Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 58–71.
17. Батыров М.И., Савенок О.В. Проведение разведочных работ в северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 72–88.
18. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
19. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
20. Вдовиченко Д.В., Батыров М.И. Анализ оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда на Талинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 246–265.
21. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 2. – С. 35–40.
22. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
23. Кудряшова Л.К. Гранулометрический анализ как основной метод обоснования условий формирования пластов-коллекторов ЮК<sub>2.5</sub> Ем-Ёговской площади (Западная Сибирь) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 10. – С. 143–149.
24. Опыт первого применения современной технологии электромагнитного каротажа во время бурения в целях оценки параметров и углов залегания пласта в сложных геологических условиях Красноленинского месторождения / М.В. Свиридов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 3. – С. 35–43.
25. Спирин С.А., Зайцев К.А. Анализ эффективности проведения селективного воздействия на призабойную зону пласта нефтяных скважин Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 271–273.

## References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface Overhaul of Oil and Gas Wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa polygraphic plant, 2004. – 620 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 c.
5. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields: textbook / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : SRHPU (NPI), 2015. – 322 p.
6. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
10. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.

11. Facial correlation of formation BK<sub>1</sub> (Krasnoleninskoye field) in an automated mode / V.P. Alekseev [et al.] // Izvestia vysshee izucheniya institutov. Oil and gas. – 2011. – № 4. – P. 9–14.
12. Babeshina E.I., Trushkova L.V. Main principles of selecting the reagents-demulsifiers for Krasnoleninskoye field // Collection of scientific papers of the International scientific and technical conference of undergraduates named after Professor N.A. Malyushin «Oil and gas terminal» / Edited by M.A. Alexandrov. – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2018. – P. 55–58.
13. Batyrov M.I., Shiyan S.I. Pointervalnaya evaluation of cementing quality of casing coils in wells and sidetracks within the Stone Area of Krasnoleninskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 60–72.
14. Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing in the Em-Yogovskaya area of Krasnoleninskoye field // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. P. 75–81.
15. Batyrov M.I., Savenok O.V., Aniskin V.V.. Geological Basis for Analysis of Development of North-Western Part of Palyanovskaya Square of Krasnoleninskoye Deposit // Science. Technique. Technologies (Polytechnical bulletin). – 2020. – № 2. – P. 73–93.
16. Batyrov M.I., Savenok O.V. Characteristics and study of the basic properties of productive formations of the Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 58–71.
17. Batyrov M.I., Savenok O.V. Exploration works in the northwestern part of the Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye field // Nauka. Technique. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 72–88.
18. Development of physico-chemical models and methods of forecasting the state of the collector rocks / D.A. Berezovsky [et al.] // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
19. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
20. Vdovichenko D.V., Batyrov M.I. Analysis of optimization of technological modes of mechanized wells in the Talinskoye field // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy vestnik). – 2018. – № 3. – P. 246–265.
21. Griguletsky V.G. Field watering is a radical issue of the Russian oil and gas industry today // Technologies of the fuel and energy complex. – 2007. – № 2. – P. 35–40.
22. Griguletsky V.G. Field watering is a fundamental issue of modern Russian oil and gas business // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
23. Kudryashova L.K. Granulometric analysis as the basic method of substantiation of reservoir formation conditions of YK2-5 Yem-Yogovskaya area (Western Siberia) // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. – 2015. – Vol. 326. – № 10. – P. 143–149.
24. Experience of the first application of modern electromagnetic logging technology during drilling to assess parameters and bedding angles in complex geological conditions of Krasnoleninskoye field / M.V. Sviridov [et al.] // Oil. Gas.Novation. – 2019. – № 3. – P. 35–43.
25. Spirin S.A., Zaitsev K.A. Analysis of the effectiveness of selective impact on the bottomhole zone of oil wells Krasnoleninsk oil and gas condensate field // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 271–273.