

«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
СУРГУТСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(филиал ТИУ в г. Сургуте)

Методы борьбы с обводненностью пластов на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении

РУКОВОДИТЕЛЬ:

к.т.н., доцент
Муравьев К.А.

РАЗРАБОТЧИК:

студент группы ЭДНбзу-16-2
Ясиницкая Ю.М.

Сургут, 2020 г

Актуальность темы

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших в Восточной Сибири.

Основной проблемой разработки месторождения является опережающее обводнение скважинной продукции.

В работе представлены мероприятия по решению проблемы роста обводненности фонда скважин и результаты их применения на Верхнечонском месторождении.

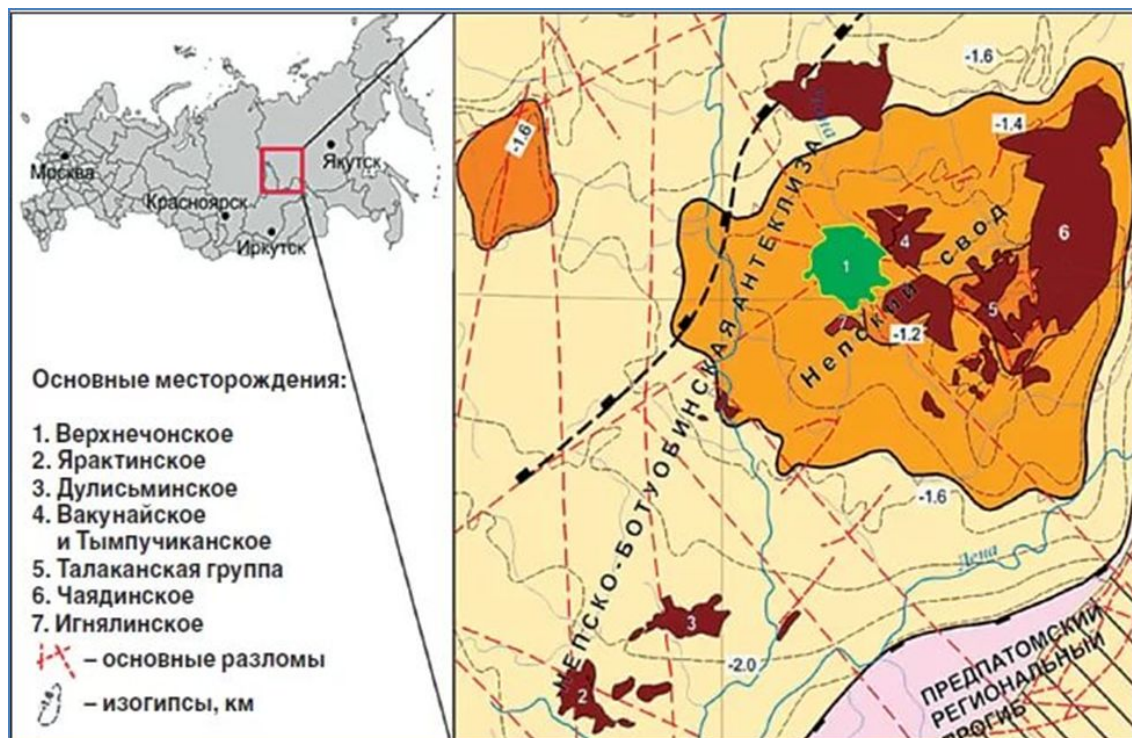
Общие сведения о месторождении

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Катангском районе на севере Иркутской области и является одним из крупнейших в Восточной Сибири.

Извлекаемые запасы составляют:

- ✓ 201,6 млн. тонн нефти;
- ✓ 3,4 млн. тонн газового конденсата.

Район характеризуется плохой проходимостью, бездорожьем, сильной заболоченностью.



Особенности разработки месторождения

Месторождение относится к трудноизвлекаемым с высоковязкими парафинистыми нефтями, отмечается высокая послойная неоднородность пород по проницаемости. По литологическому составу пород относится к карбонатному типу коллекторов.

Основными эксплуатационными объектами являются залежи **осинского** и **верхнечонского** горизонта.

Осинский горизонт	Верхнечонский горизонт
Разрабатывается на водонапорном режиме, система размещения скважин - треугольная неравномерная, сетка скважин - 380х380, плотность сетки в контуре нефтеносности - 10 га/скв., давление на забое добывающих скважин - 3 МПа, давление на устье нагнетательных скважин - 9,8 МПа, естественный режим системы заводнения.	Разрабатывается на водонапорном режиме, треугольная неравномерная система размещения скважин, сетка скважин 350х350, плотность сетки скважин - 10 га/скв., давление на забое добывающих скважин - 5 МПа, давление на устье нагнетательных скважин - 9,83 МПа, очагово-избирательная система заводнения.



Обводненность продукции скважин

Высокая обводненность продукции скважин Верхнечонского месторождения является одной из важнейших проблем его разработки. Обводнение скважин уменьшает конечный КИН, увеличивает затраты на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти.

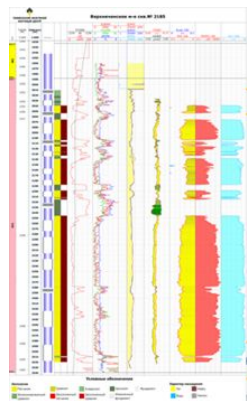
Так, на 01.08.2019 обводненность скважин на ВЧНГКМ в среднем составляет 42%, при этом по 100 скважинам обводненность составляет более 40%, по 44 из них более 80%.



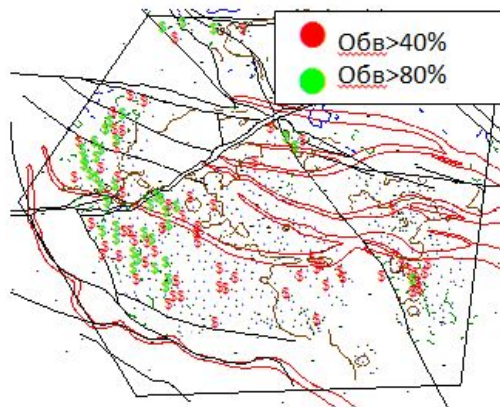
Динамика обводненности скважин Верхнечонского месторождения за 2009 – 2019 г

Скв.№	Дебит нефти (МЭР), т/сут	Дебит жидкости (МЭР), м³/сут	Обводненность (МЭР), %	Накопл. отбор нефти, т	ТИЗ по ГДМ, т
1010	5.3	6.2	97	203546	16889
1013	13.1	15.5	96	154181	2242
1016	25.3	29.8	93	592763	69582
1019	25.2	29.6	86	277499	78862
1021	9.3	10.9	92	236421	74127
1027	1.4	1.6	94	75818	11225
111P	7.8	9.3	86	298274	156463
1166	16.9	19.9	93	545335	102410
1251	64.5	76.0	84	385856	8624
1253	17.5	20.6	91	310597	59905
12P	13.1	15.4	81	401929	3789
1337	39.0	45.9	87	651776	83539
1594	56.1	66.1	68	391598	207181
2014	23.6	27.8	86	302849	302716
2031	33.3	39.2	92	411847	87780
2052	38.9	45.8	93	433204	37802
2076	25.2	29.7	92	487927	142690
2078	13.0	16.0	97	226886	15725
2103	17.6	20.7	92	447787	4562
2128	19.7	23.3	94	677934	63079
2129	33.0	39.0	94	420360	29934
2156	20.1	23.7	88	318565	54670
2184	23.4	27.6	96	204279	29088
2185	25.3	29.8	91	189834	37188
2209	8.2	9.7	96	161622	85702
2210	28.6	33.7	90	192875	11519
2244	5.8	6.9	96	175257	1367

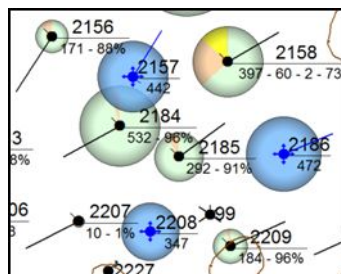
Анализ причин обводненности



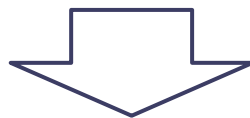
1. В высокообводненных скважинах установлено наличие высокопроницаемых пропластков.



2. Высокообводненные скважины присутствуют по всей площади месторождения.



3. Пластовое давление выше 100 атм.
Дебит жидкости более 100 м³/сут.
Дебит по нефти – не выше 50 т/сут.

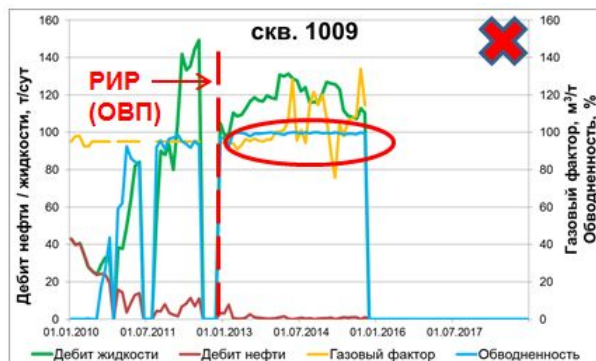


Причинами их обводнения послужили природные факторы, такие как большие размеры водонапорного резервуара с аномально высоким пластовым давлением, усиливающим упругие силы подземных вод, к которому приурочена залежь, подстилаемая водой, широко развитая макро- и микротрещиноватость карбонатных пород, а также задаваемые высокие начальные дебиты скважин.

Применяемые на месторождении технологии РИРпо снижению обводненности и их эффективность

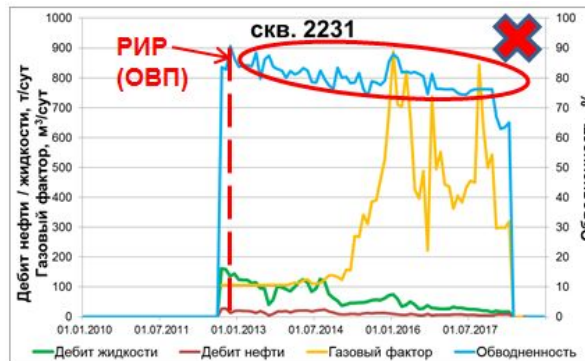
Спуск хвостовика с цементированием

Низкая успешность РИР в скв.1009 обусловлена высоким отбором от НИЗ и размытием солей в разрезе скважины



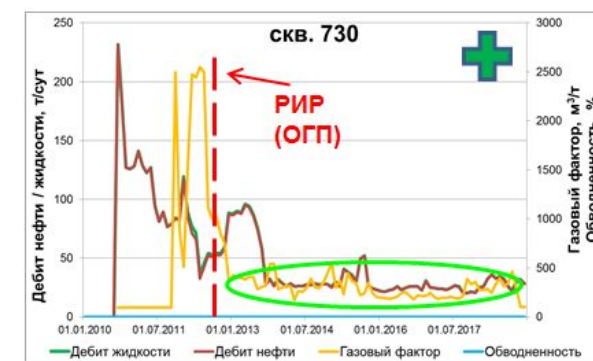
Установка пакера-пробки

Низкая успешность РИР в скв.2231 обусловлена получением конуса воды из ВНК в грабене (прирост $q_n=0$ т/сут);



Установка двухпакерной компоновки

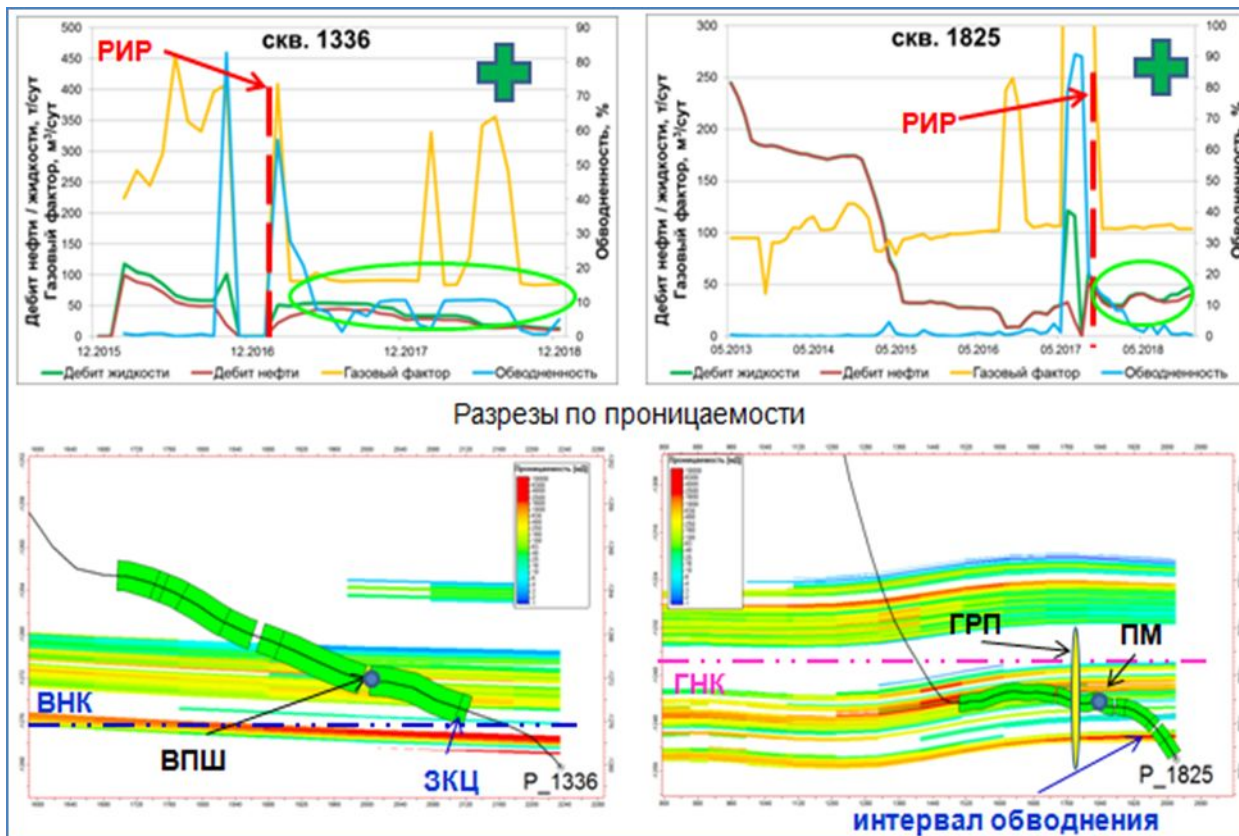
РИР по скв.730 успешны по причине снижения ГФ и стабилизации работы скважины, прирост $q_n=28$ т/сут



Операции РИР по ограничению водопритока

Обводнение скв.1336 произошло за счет ЗКЦ из интервала ВНК (ПГИ). В январе-феврале 2017 г. проведена установка взрыв-пакера с отсечением обводненного интервала, прирост q_n составил 34 т/сут;

Обводнение скв.1825 произошло после проведения ГРП и вероятного приобщения водонасыщенного интервала трещиной ГРП, прорыв был получен в нижней части ствола. В сентябре 2017 г. проведена установка манжетного пакера, прирост q_n составил 33,7 т/сут.

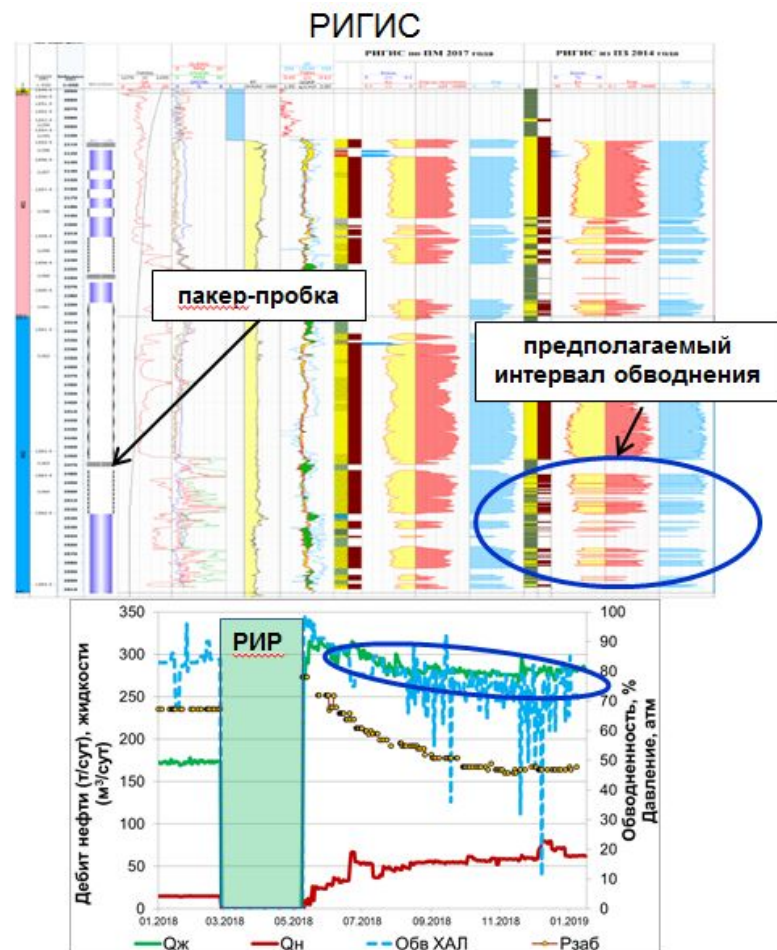
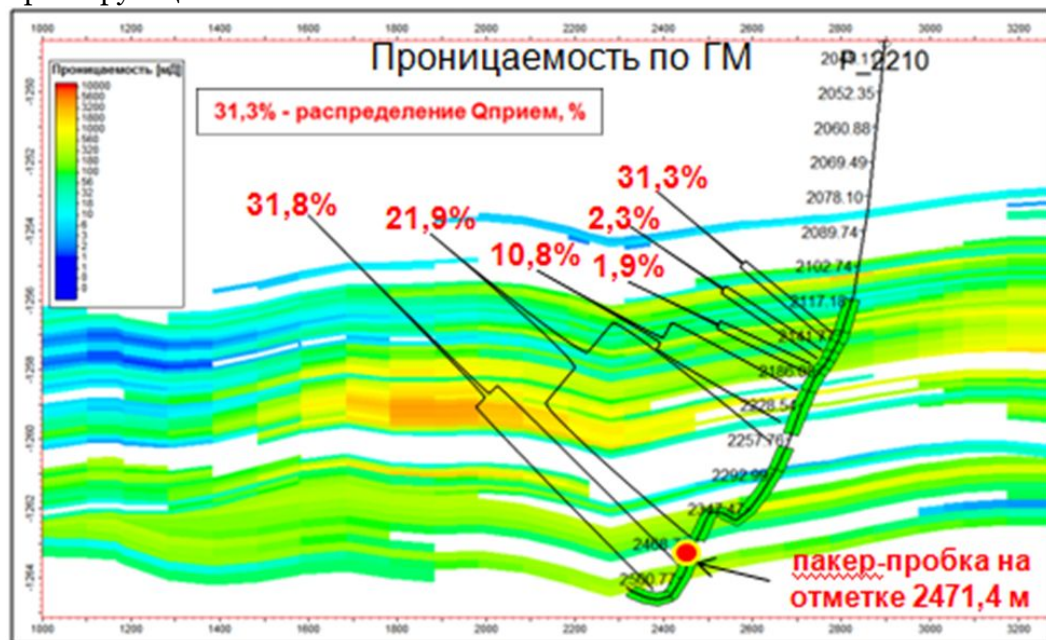


РИР с помощью установки манжетного пакера в скв. №2210

Исследования по определению профиля приемистости позволили выделить три основных поглощающих интервала фильтров: 2140-2150,1 м (31,3%), 2288,5-2455,2 м (21,9%), 2487-2525,8 м (31,8%). ЗКЦ выявлено не было;

На основе промысловых геофизических исследований и данных ГДМ (определение фронта нагнетаемой воды) было принято решение об отсечении ствола скв. ниже отметки 2471,4 м (31,8% приемистости) путем установки манжетного пакера;

На начальном этапе после проведения РИР отмечается увеличение $Q_{ж}$ с 174 до 305 м³/сут за счет нормализации ствола и ИДН. Обводненность спустя полмесяца снизилась с 91% до 77%, прирост по нефти составил +40 т/сут (расчетный прирост по ГДМ - +13 т/сут, доп. добыча нефти - +2,1 тыс. т), эффект продолжается. Скважина параллельно является реагирующей после ВПП.



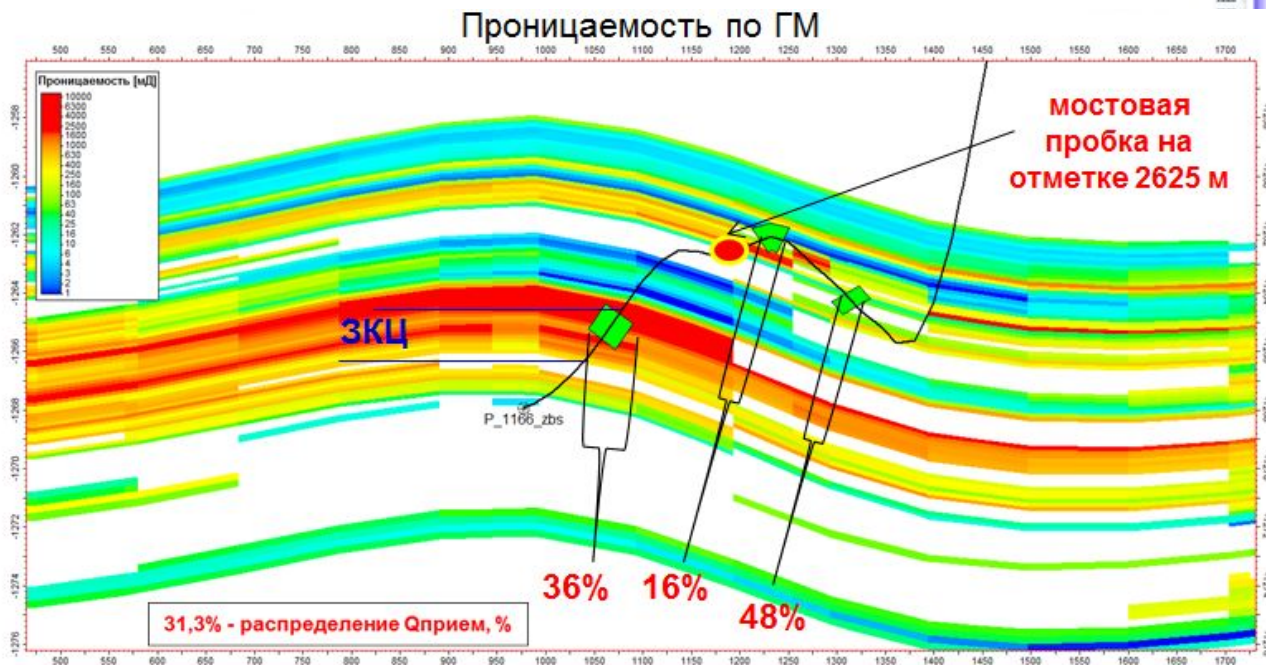
РИР с использованием мостовой пробки

По результатам ПГИ профиль приемистости по скважине соответствует интервалам установки фильтров: 2458,4-2522,1 м (48% приемистости), 2546,2-2573,5 м (16%), 2691,2-2709,2 м (36%). Наблюдается ЗКЦ в интервале нижнего фильтра до отметки 2728,4 м;

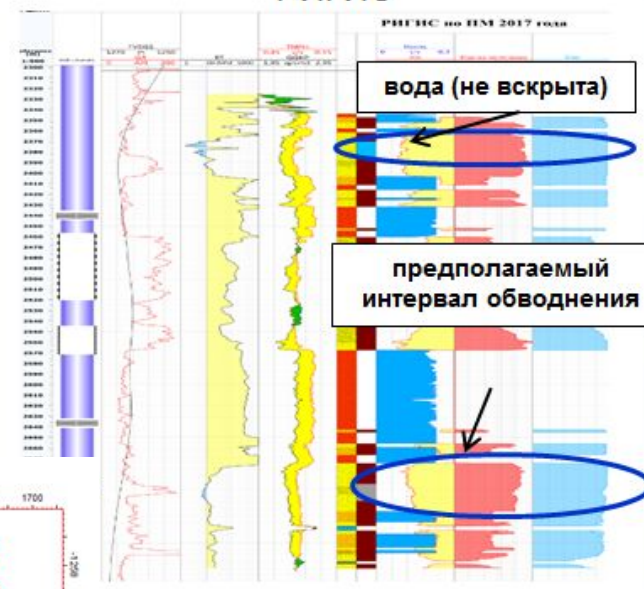
Принято решение по отключению нижнего интервала фильтра на основе ПГИ (выявлена ЗКЦ) и прогноза ГДМ (фронт нагнетаемой воды). РИР путем установки мостовой пробки в интервале 2625 м проведен в августе;

По состоянию на 06.09.2018 скважина характеризуется потерями по жидкости - $-51 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти - -3 т/сут .

Прирост по РИР не достигнут.



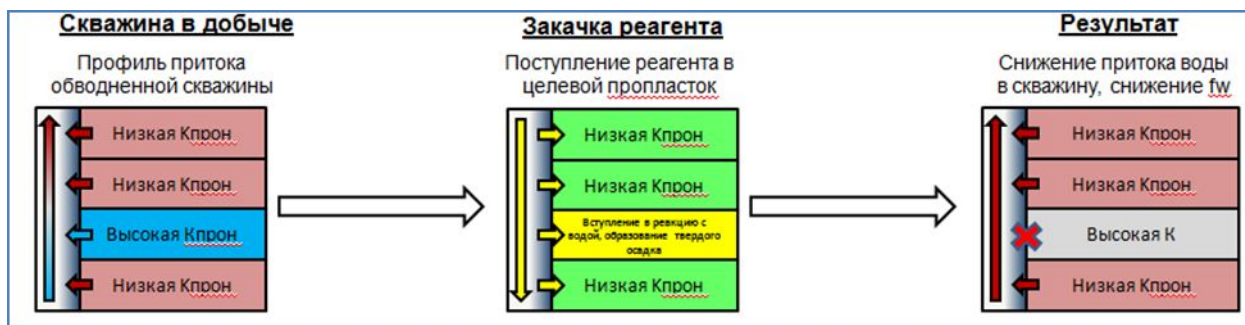
РИГИС



Химические технологии РИР

В связи с тем, что механические способы работ не дают высокой эффективности, рекомендуется рассмотреть вариант химической обработки ПЗП. Опыт применения технологии РИР химическими методами на Верхнечонском месторождении отсутствует.

Принципиальная схема действия осадкообразующих технологий РИР



Применяются различные типы реагентов.



Основные выводы

Высокая обводненность скважин Верхнечонского месторождения является одной из важнейших проблем его разработки.

Количество скважин с обводненностью более 40% составляет 100 скв (22% от добывающего фонда). Причинами высокого обводнения являются природные факторы, в первую очередь большие размеры водонапорного резервуара с высоким пластовым давлением.

На данный момент на ВЧНГКМ существует опыт проведения механических РИР, эффективность которых составляет 50%. Для повышения успешности следует применять химические технологии РИР. Преимущество химических методов РИР заключается в возможности точечно воздействовать на интервал водопритока и изолировать его, в отличие от механических методов, которые изолируют большие участки ствола целиком.

Причинами низкой эффективности РИР по ограничению водопритоков являются:

- 1) Отсутствие опыта извлечения компоновок из солеосложненных скважин.
- 2) Отсутствие технологии проведения ПГИ для определения интервалов водопритока в горизонтальных стволах с высокими дебитами.
- 3) На высокообводненном фонде водоприток может распределяться по всему интервалу перфорации, при этом мех. методы РИР не позволяют произвести точечную изоляцию каналов НФС, а изоляция большого участка ствола приведет к потерям по нефти.

Спасибо за внимание!