

Минералогически породы сложены кварцем (56-87 %), полевыми шпатами: калиевыми (1-12 %) и натриевыми (3-21 %). По сравнению с нижней подсвитой более широко развиты карбонатные минералы: кальцит (4-17 %), доломит (5-27 %) и сидерит (1-7 %). Сумма глинистой компоненты варьирует от 2 до 13 % с явным преобладанием каолинита.

Результаты проведенного исследования пород танопчинской свиты показали, что для нижней подсвиты можно выделить условия формирования в открытом подвижном бассейновом мелководье [1]. Для пород верхней подсвиты условия формирования соответствуют заливно-лагунному побережью, где фация глинисто-алевритовых осадков полуизолированных частей побережья заливов и лагун, сменяется вверх по разрезу на фацию песчано-алевритовых осадков малоподвижного мелководья [1]. Таким образом, условия осадконакопления танопчинской свиты в пределах Северо-Тамбейской площади соответствует прибрежно-морским.

*Работа выполнена в рамках Госзадания Министерства Науки и высшего образования РФ (проект № 0721-2020-0041).*

#### Литература

1. Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. – 284 с.
2. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов / В.А. Казаненков, С.Е. Ершов, С.В. Рыжков, Е.В. Борисов, Е.В. Пономарева, Н.И. Попова, М.Н. Шапорина // Геология нефти и газа Западной Сибири, 2017. – № 1. – С. 27 – 49.
3. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточнённых стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка). – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
4. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Колеев В.Д., Геологическое строение и газонефтеносность Ямала – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.

### ОЦЕНКА ИНФОРМАТИВНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТАХ ПО КРИВЫМ СТАБИЛИЗАЦИИ ДАВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Хагай Д.Э.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

На сегодняшний день основным источником информации при планировании и контроле разработки месторождения являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС). Выполнить полноценный охват исследований на действующем фонде затруднено в связи с технологическими и экономическими ограничениями. В связи с этим весьма актуальным становится совершенствование методов определения гидродинамических параметров пласта на эксплуатационных объектах в процессе исследования.

В настоящее время в нефтяных компаниях в связи внедрением новых ресурсосберегающих технологий выполняется большой объем бурения горизонтальных скважин, оснащенных системами погружной телеметрии (термоманометрические системы, ТМС), которые позволяют перейти от затратных и не всегда эффективных стандартных методов ГДИС к постоянному мониторингу и выборочной интерпретации данных, получаемых от скважин в постоянном режиме времени [1].

Обработка данных ТМС горизонтальных скважин существенно сложнее обработки данных скважин с наклоно направленным/вертикальным стволом. Это обусловлено тем, что геометрия скважины совершенно иная. На рис. 1 представлена классическая модель притока в скважину с горизонтальным окончанием. На производной давления последовательно выделяются режимы течения, характерные для скважины с горизонтальным окончанием.

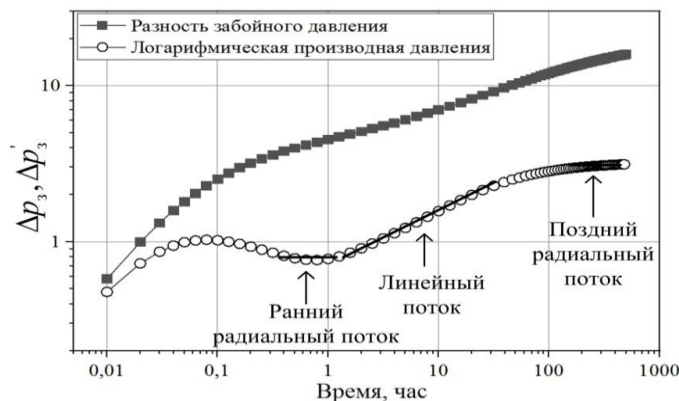


Рис. 1 Основные режимы притока к горизонтальному стволу скважины

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

Однако же действительность гораздо сложнее: для выделения последовательно всех режимов течения, наличия позднего радиального потока в горизонтальной плоскости и определения всех гидродинамических параметров пласта, регистрация кривой восстановления давления КВД должна быть достаточно продолжительной, что ведет к значительным потерям нефтедобычи.

Анализ динамических данных по кривой стабилизации давления КСД может быть использован для увеличения зоны исследования в сравнении с анализом кривой восстановления давления, так как имеет большую продолжительность исследования, что позволяет выделить основные типы притока горизонтальной скважины (рис. 1) [2]. Анализ динамических данных – естественное дополнение/альтернатива средств анализа ГДИС при наличии исторических данных дебита и забойных давлений. Идея подобного исследования очень простая: в течение длительного времени проследить работу скважины и, на основе полученных данных по анализу истории дебитов и забойного давления, провести оценку параметров пласта и скважины. Анализ производится для определения текущего и потенциального объема дренирования скважин, типа и удаленности границ, гидропроводности пласта, межскважинной связности, восстановления истории пластового давления и продуктивности скважин, а также для оценки определения физико-емкостных свойств пласта, без дополнительных полевых операций.

С целью определения отношения основных гидродинамических параметров было проведено практическое исследование. Рассматривалась сетка из 19 скважин на одном эксплуатационном объекте разработки (рис. 2).

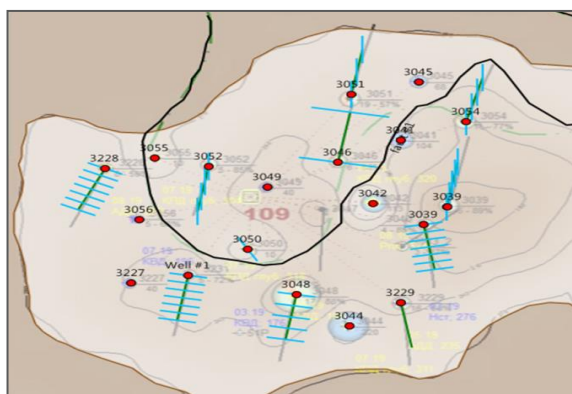
Объект исследования – горизонте ЮВ<sub>1</sub>. В горизонте ЮВ<sub>1</sub> выделено три достаточно сложных по строению пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, характеризующиеся значительной литологической изменчивостью и положением водяных контактов. Нефть горизонта ЮВ<sub>1</sub> залегают в условиях повышенных пластовых давлений и температур. Нефть недонасыщена газом, давление насыщения в среднем 16 МПа. Используемые параметры пласта приведены в табл. 1.

**Таблица 1**

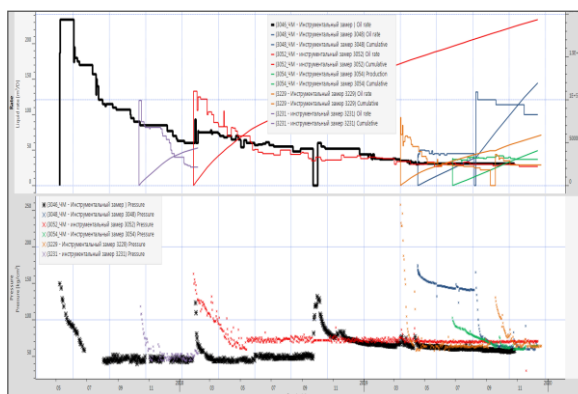
**Параметры пласта**

Начальная температура пласта	T	92	С
Начальное давление	P <sub>i</sub>	25.5	МПа
Давление насыщения	P <sub>b</sub>	16	МПа
Газовый фактор	R <sub>s</sub>	173.93	м <sup>3</sup> /т
Общая сжимаемость системы	C <sub>t</sub>	8.33565E-5	(кгс/см <sup>2</sup> )
Пористость	φ	2.84900E-4	д.ед

На анализируемом участке выбрано 4 опорных скважины: №№3046, 3048, 3052, 3054. Скважины эксплуатируются механизированным способом (ЭЦН). На скважинах производилась непрерывная запись давления с помощью датчика ТМС (система телеметрии). На рис. 3 приведена история по давлению и дебиту опорных скважин.



**Рис. 2** Фрагмент моделированного участка



**Рис. 3** Общий вид исходных данных для анализа по 6 скважине

Основная цель данного исследования – в течение длительного времени восстановить историю пластового давления и продуктивности опорной скважины, на основе полученных зависимостей определить взаимовлияние между скважинами, оценить гидропроводность межскважинных интервалов, спрогнозировать динамику пластового давления для произвольных режимов работы опорных скважин. Используемые параметры PVT приведены в табл. 2.

**Таблица 2**

**Параметры PVT используемые при интерпретации**

Вязкость нефти	μ <sub>o</sub>	0.43	сПз
Вязкость воды	μ <sub>w</sub>	0.5	сПз
Объемный коэффициент нефти	В <sub>o</sub>	1	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Объемный коэффициент воды	В <sub>w</sub>	809	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Плотность нефти	ρ <sub>o</sub>	1018	кг/м <sup>3</sup>
Плотность воды	ρ <sub>w</sub>	0.161	кг/м <sup>3</sup>

На рис. 4 и 5 приведены результаты интерпретации в билогарифмических координатах математической модели скважин №3046 и 3048: рассматриваемые скважины с горизонтальным окончанием ствола. Период исследования более 1000 ч.

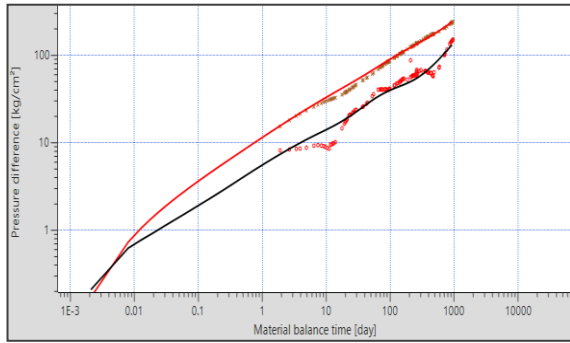


Рис. 4 Диагностический график скважины №3046

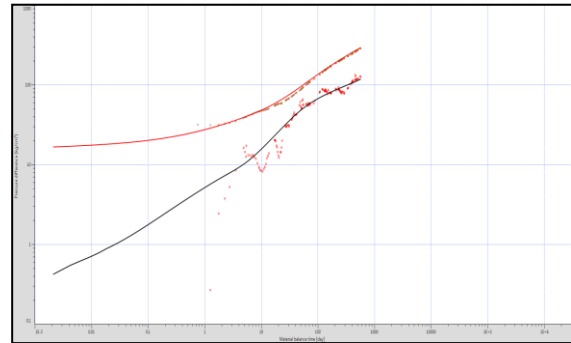


Рис. 5 Диагностический график скважины №3048

По результатам анализа были получены параметры пласта и скважины, взаимовлияние между скважинами, ФЕС межскважинного интервала и оценено энергетическое состояние пласта. Результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты рассматриваемого участка

Скважина №	3046	3048	3052	3054	3231
Проницаемость, мД	1.02	1.57	1.35	1.25	1.01
Гидропроводность, мД*м/сП	1.81E+01	5.00E+01	1.13E+01	3.55E+01	1.63E+01
Пьезопроводность м <sup>2</sup> /с	4.83E-03	7.49E-03	6.44E-03	6.78E-03	7.16E-03
Общий скин-фактор	-7.2	-6.4	-6.89	-3.45	-7.2
Пластовое давление на ВДП, ат.	170	181	173	180	183

Для сравнения текущего пластового давления в скважинах и физико-емкостных свойств пласта, были произведены остановки для исследования методом КВД. Анализ сравнения результатов КВД и КСД показал высокую сходимость: погрешность составила порядка 7-13%.

Таким образом, в результате проведенных интерпретаций методом кривой стабилизации давления доказана возможность его внедрения в качестве дополнения к исследованиям на неустановившихся режимах фильтрации, а в некоторых случаях и их альтернативы. С экономической точки зрения, применение на объектах добывающего фонда представляется особенно актуальным и перспективным.

#### Литература

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Стационарный гидродинамико-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 796 с.
2. Узе О., Витура Д., Фьярз О. Анализ динамических потоков. – М.: Карра, 2017. – Вып. 5.12.01. – 743 с.

## ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СУРГУТСКОГО СВОДА НА ПРИМЕРЕ КОЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Хуснуллин Т.Р.

Научный руководитель - профессор С.К. Мустафин

Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН, г. Уфа, Россия

Кочевское нефтяное месторождение расположено в северо-западной части Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На этом месторождении, как и на двух других (Северо-Кочевском и Северо-Конитлорском), входящих в Кочевскую группу месторождений, основные залежи нефти приурочены к трем нефтегазоносным комплексам (НГК): неокомскому (пласты БС10), ачимовскому (пласты Ач2-12) и васюганскому (пласт ЮС1/1) [1].

На Кочевском месторождении (рис. 1), введенном в разработку в 1996 г., за время эксплуатации [2] «добыча велась практически только из пластов группы БС. Запасы ачимовских пластов, составляющие более 63% от начальных извлекаемых запасов месторождения, не разрабатываются. Из скважин, запущенных в работу на пласты ачимовской толщи, получены высокообводненные притоки с дебитами нефти.

Принятая на государственном балансе геологическая модель, построенная по результатам бурения и испытания единичных поисковых и разведочных скважин, не позволяет планировать работы по разработке залежей и объяснить причины получения воды из эксплуатационных скважин, находящихся в непосредственной близости от продуктивных скважин.