

УДК 553.98:550.83(571.1)

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ГОРИЗОНТА Ю₁ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Шайхиев Дамир Рафаилович,

мл. науч. сотр. сектора мониторинга гидродинамических исследований скважин ОАО «ТомскНИПИнефть», Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, д. 72; аспирант кафедры геофизики Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30.
E-mail: ShaykhievDR@nipineft.tomsk.ru

Излагаются результаты петрофизических и геофизических исследований фильтрационных свойств коллекторов пласта Ю₁₋₃ Крапивинского нефтяного месторождения. Выявлены закономерности и причины пространственной неоднородности пласта по проницаемости, как в целом по площади месторождения, так и в геолого-геофизическом разрезе скважин, а также причины ошибок оценки проницаемости по результатам интерпретации геофизических исследований скважин. Был проведен анализ карты проницаемости пласта Ю₁₋₃, которая была получена из постоянно действующей геолого-технологической модели Крапивинского месторождения. Данный анализ подтвердил пространственную неоднородность фильтрационно-емкостных свойств коллектора, особенно проницаемости, которая наиболее ярко выражена на севере месторождения, что подтверждается наличием суперколлекторов, которые были выделены по выполненному комплексу исследований. Был проведен сравнительный анализ значений проницаемости пород пласта Ю₁₋₃ по результатам лабораторных исследований керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин, в результате чего были выявлены расхождения в оценке проницаемости. Была подтверждена закономерность выделения типов коллекторов в пласте Ю₁₋₃. По соотношению коэффициента открытой пористости и проницаемости было отмечено наличие суперколлектора в пласте Ю₁₋₃ и его отличительные особенности. Были отмечены геологические причины роста проницаемости пласта Ю₁₋₃.

Ключевые слова:

Пористость, проницаемость, суперколлектор, геофизические исследования скважин, гидродинамические исследования скважин.

Проницаемость – это свойство породы-коллектора пропускать через себя флюиды (вода, нефть, газ) и отдавать их при разработке месторождений [1–5]. Информация о проницаемости коллекторов необходима при настройке фильтрационной модели месторождения. «От того, насколько точны и детальны эти данные, зависит степень соответствия полученной модели и реального строения пласта, а значит точность воспроизведения истории разработки и точность поведения залежи в будущем» [6].

Крапивинское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (Томская область). Промышленная нефтеносность связана с Верхнеюрским нефтегазовым комплексом (НГК) – горизонт Ю₁, который является наиболее продуктивным на юго-востоке Западной Сибири [7–9].

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Крапивинским группам поднятий в пределах Моисеевского куполовидного поднятия южной части Каймысоиского свода [1, 10, 11]. Тектоническими разломами месторождение разбито на шесть блоков. По сейсмическим данным тектонические нарушения, секущие Крапивинские структуры, достигают баженовского горизонта и проникают в нижнемеловой интервал разреза.

Верхнюю часть юрского горизонта составляют битуминозные карбонатно-глинисто-кремнистые образования баженовской свиты и глинистые породы георгиевской свиты, служащие региональной покрывкой Верхнеюрского НГК. Горизонт Ю₁ ло-

кализован в верхней части васюганской свиты и представлен кварцевыми и кварцево-полевошпатовыми песчаниками и алевролитами пластов Ю₁₋₂ и Ю₁₋₃.

Литологические и петрофизические исследования образцов керна из пластов горизонта Ю₁ выполнены в лабораториях физики пласта ОАО «Томскнефтегазгеология» и «ТомскНИПИнефть», а также в Центре подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела (Томский политехнический университет) [10, 12–15]. Проведены гидродинамические (ГДИС) и геофизические исследования скважин (ГИС).

Пласт Ю₁₋₃ является наиболее продуктивным пластом и основным объектом разработки Крапивинского месторождения. Особенности пласта Ю₁₋₃: локальное развитие нефтяных залежей в пределах регионально распространенного коллектора, резкая пространственная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, особенно проницаемости, которая наиболее ярко выражена на севере месторождения (рис. 1). Данная карта была получена из постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) Крапивинского месторождения.

Данная неоднородность также прослеживается и в разрезе (рис. 2), редкое, но имеющее место проявление так называемых «суперколлекторов» – пластов с аномально высокой проницаемостью.

По комплексу литолого-физических параметров в пласте выделяются три пачки (табл. 1), чаще не разделенные непроницаемыми прослоями,

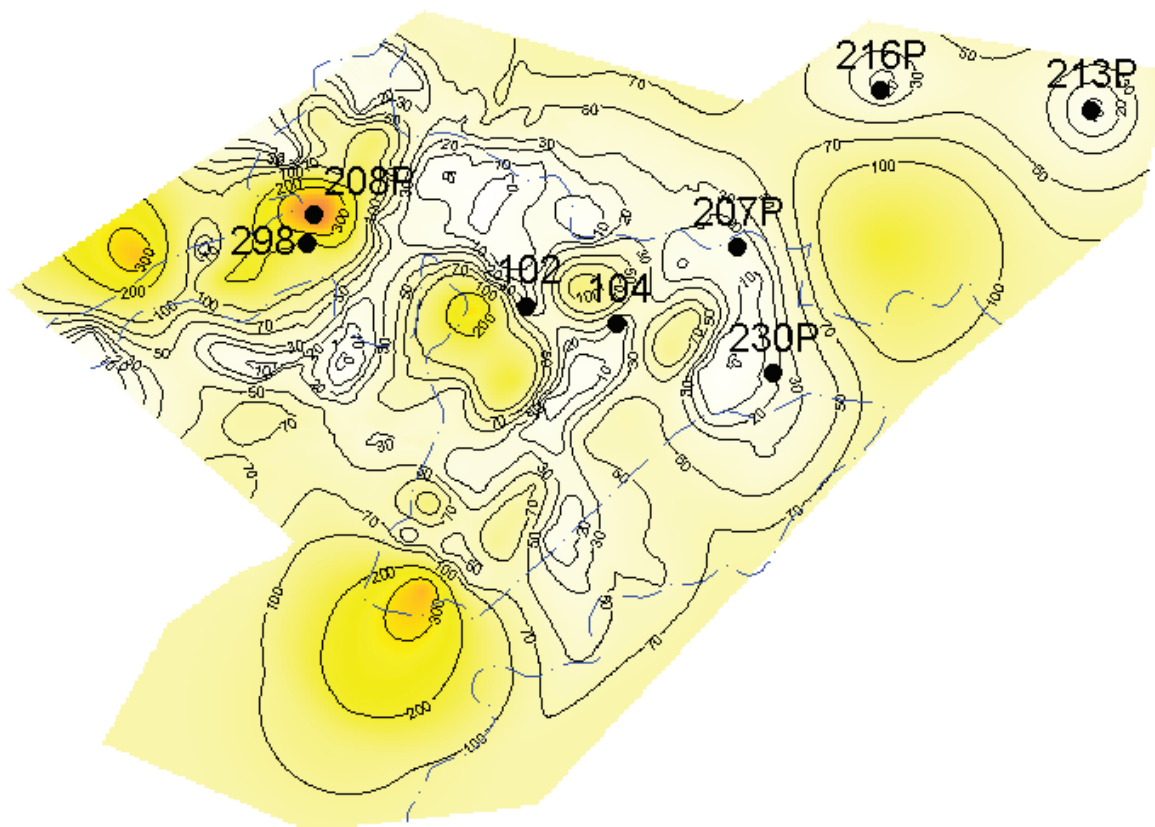


Рис. 1. План изолиний коэффициента проницаемости (мД) пласта Ю₁₋₃ северной части Крапивинского месторождения. На план нанесены: внешний контур нефтеносности пласта и положение скважин, на которые есть ссылки в тексте

поэтому пласт остается единой гидродинамической системой. С учетом наличия суперколлекторов и резкого отличия по проницаемости пачки Ю_{1-3а} от остальных пачек, в составе пласта выделены четыре типа коллектора (рис. 3, табл. 2), первый и второй – в составе пачки Ю_{1-3а}.

Таблица 1. Проницаемость пород пласта Ю₁₋₃ по результатам лабораторных измерений керна и геофизических исследований скважин

Методы измерений проницаемости	Параметры измерений	Интервал пласта Ю ₁₋₃		
		Ю _{1-3а}	Ю _{1-3б}	Ю _{1-3в}
Лабораторные	Скважин/определений	15/181	27/261	3/14
	Среднее $K_{пр}$, мД	144,6	16,3	6,6
	Интервал изменения, мД	1,9...2484,8	1...36	2...7,6
Геофизические исследования скважин (ГИС)	Скважин/определений	83/274	145/570	50/60
	Среднее $K_{пр}$, мД	118	14,86	6,86
	Интервал изменения, мД	2,1...413	0,6...382	1...41

Правомерность выделения типов коллектора особенно хорошо видна из соотношения, которое было получено по методу наименьших квадратов [16], коэффициентов открытой пористости ($K_{по}$) и проницаемости ($K_{пр}$) – базовых параметров коллек-

тора. На поле корреляции $K_{по}$ и $K_{пр}$ (рис. 3) параметры, полученные по данным лабораторных исследований керна и ГИС, образуют область точек, в которой от подошвы к кровле закономерно следуют типы коллекторов. Такое изменение параметров объясняется регрессивными условиями осадконакопления и в полной мере относится к коллекторам типа III и IV, размещенным в нижней части пласта.

Таблица 2. Типы коллекторов по результатам лабораторных измерений керна и геофизических исследований скважин пласта Ю₁₋₃ Крапивинского месторождения

Параметр коллектора	Типы коллектора			
	I	II	III	IV
Открытая пористость, $K_{по}$, %	18...22	14...19	12...15	12...14
Проницаемость, $K_{пр}$, мД	100...3000	10...1000	1...10	0,1...1
Глинистость, $K_{гли}$, %	~ 5	5...7	5...9	9...15
Микропористость глин, %	0,96	3,12	4,2	13,44
Обломков с $d > 0,25$ мм, %	50...70	33	21	4...15
Регенерационного кварца в цементе, %	6,53	5,17	4,17	1,88

На границе 30...50 мД происходит резкое изменение и места локализации точек, и наклона зависимостей – I и II типы коллектора (рис. 3). При этом в перекрывающемся для трех типов коллектора интервале пористости 16...19,5 % в коллекторах

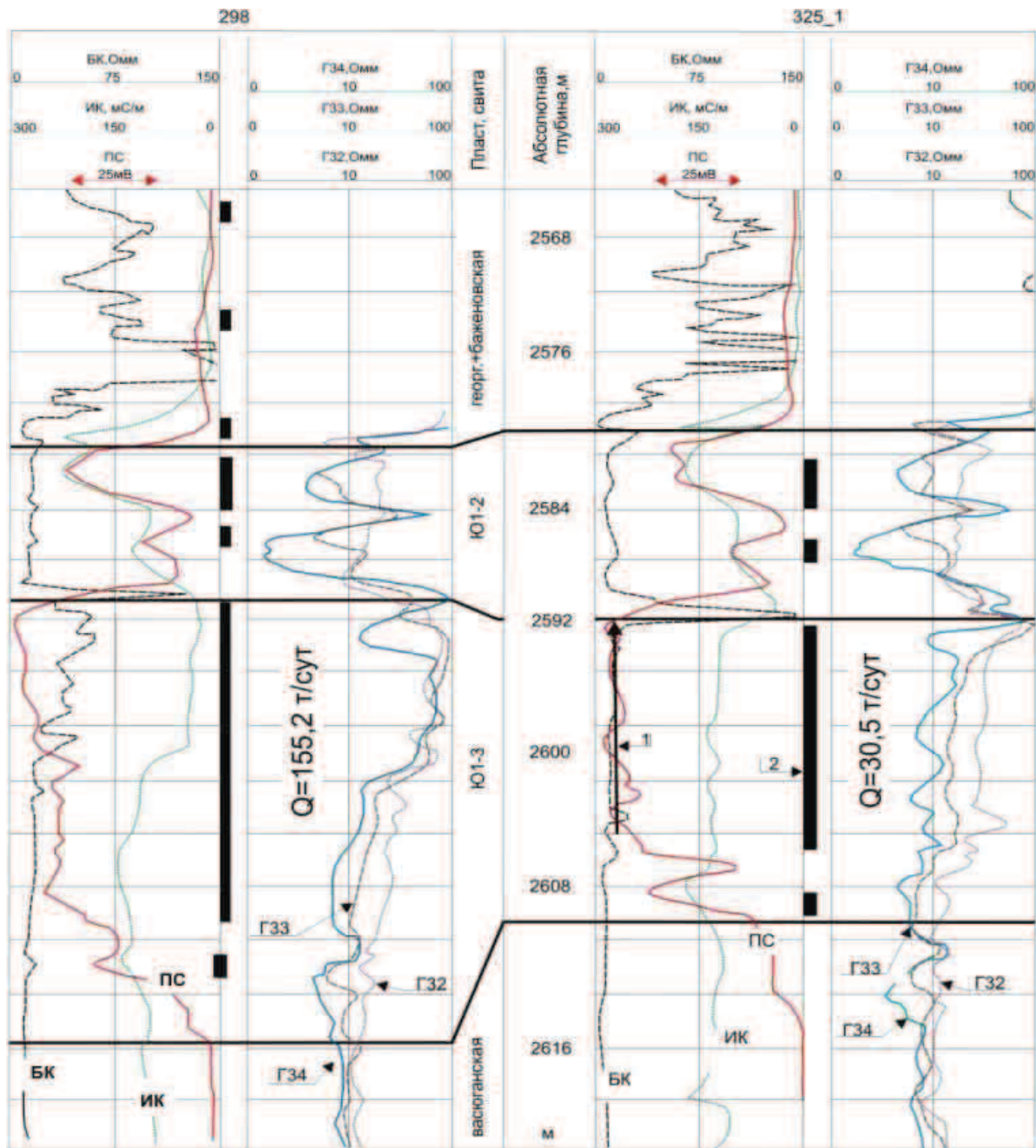


Рис. 2. Результаты геофизических исследований двух разрезов Крапивинского месторождения с разным притоком нефти (Q) из пласта Ю₁₋₃: 1) интервалы перфорации; 2) интервалы нефтенасыщенности пластов по данным ГИС

I и II типа $K_{\text{пр}}$ практически на порядок выше, чем в коллекторе III типа. При большей пористости доминирует коллектор I типа, обладающий высокой и аномальной проницаемостью (суперколлектор).

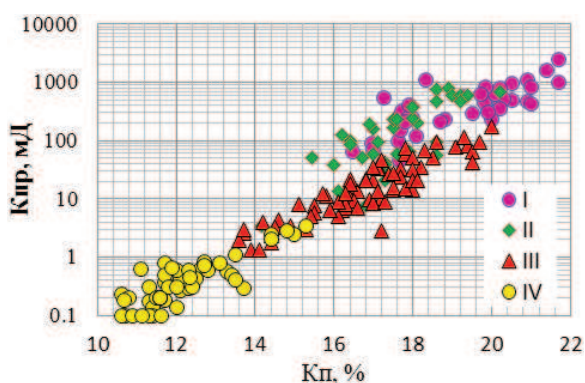
Коллектор I типа представлен песчаниками преимущественно кварцевого состава. Кварц преобладает в обломках (более 60 %) и в составе цемента (регенерированный кварц). Кроме того, от других типов коллектор отличается хорошей отсортированностью обломков и их более крупным размером, а также низким содержанием пирита и карбонатов в цементе.

Поскольку основным изменяющимся параметром коллектора является проницаемость [17], то перечисленные свойства коллекторов первого типа и есть причины увеличения проницаемости пласта Ю₁₋₃, в том числе и образования суперколлектора. Нужно отметить, что большинство параметров-причин (пористость, остаточная водонасыщенность ($K_{\text{ов}}$), глинистость), а также параметры ГИС (ПС, ГК) имеют линейные корреляционные связи с $\lg K_{\text{пр}}$ (табл. 3), то есть распределены по нормальному закону, а проницаемость – по логнормальному. Это, с одной стороны, определяет невысокую

Таблица 3. Наиболее сильные корреляционные связи коэффициента проницаемости с другими петрофизическими параметрами пласта Ю₁₋₃ (разрез скважины 208, I тип коллектора)

K _{пр} , мД медиана максимум	По измерениям керна			По данным ГИС	
	K _{по}	K _{эф} сухой породы	K _{ов}	ГК	ПС
351,6 2484,8	$LgK_{пр} = 0,3131K_{по} - 3,6877$ $R^2 = 0,946$	$LgK_{пр} = -10,421 K_{эф} + 24,558$ $R^2 = 0,943$	$LgK_{пр} = -0,0619K_{ов} + 4,0914$ $R^2 = 0,924$	$LgK_{пр} = -0,5409ГК + 4,4882$ $R^2 = 0,704$	$LgK_{пр} = -0,0628ПС + 3,2725$ $R^2 = 0,64$

точность оценки проницаемости по связи с пористостью, а с другой, не позволяет считать вышеназванные параметры существенными причинами изменения коэффициента проницаемости, который получен по данным ГИС, на несколько порядков, как это имеет место в пласте Ю₁₋₃ Крапивинского месторождения (рис. 3, табл. 1, 2).

**Рис. 3.** Поле корреляции коэффициентов проницаемости и открытой пористости различных типов коллекторов пласта Ю₁₋₃ Крапивинского месторождения

Основной причиной изменения K_{пр} является вариации размера пор коллектора. Этот параметр входит в уравнение Козени–Кармена [2, 18], представляющее собой теоретическую модель связи «K_п–K_{пр}». По уравнению Козени–Кармена коэффициент проницаемости прямо пропорционален коэффициенту пористости, а также квадрату радиуса пор. Радиус пор может изменяться в терригенных коллекторах на несколько порядков [19]. В случае отсортированного малоглинистого коллектора между распределением пор по размерам и распределением обломков по их размерам наблюдается хорошая согласованность. Иными словами, результаты гранулометрического анализа пород-коллекторов разных типов показывают (табл. 2), что размер пор увеличивается от коллектора IV типа к коллектору I типа.

Росту проницаемости способствуют также понижение глинистости и карбонатности цемента, смена гидрослюд на менее поверхностно активный каолинит, понижение микропористости глин (свободный член в уравнении «K_п–α_{ПС}» [18]). По этим обстоятельствам, в совокупности с преимущественно кварцевым составом обломков, коэффициент открытой пористости K_{по} коллектора I типа весьма близок к коэффициенту эффективной пори-

стости (табл. 3), что выразилось в очень тесных корреляционных связях проницаемости с открытой пористостью, плотностью и остаточной водонасыщенностью [20].

Отражение пластов горизонта Ю₁ и типов коллекторов пласта Ю₁₋₃ в результатах ГИС можно видеть на геолого-геофизических разрезах скважин 298 и 325_1 (рис. 2). Приведены диаграммы показаний электрических методов: самопроизвольной поляризации (ПС), бокового (БК) и индукционного (ИК) каротажа и разноглубинных градиент-зондов (ГЗ) метода сопротивления. По средним значениям ФЕС коллекторов пласта Ю₁₋₃ в кровельной части разреза 298 содержит коллектор I типа (K_п=21,3 %, K_{пр}=1681 мД), а разреза 325_1 – коллектор II типа (K_п=18,9 %, K_{пр}=203,6 мД). По результатам интерпретации данных ГИС в разрезе 298 пласт является более нефтенасыщенным (K_н=84 %) и имеет большую мощность (рис. 2), чем в сравниваемом разрезе (K_н=62 %). При вторичном вскрытии пластов получен приток безводной нефти, в 5 раз больший из скважины с коллектором I типа.

Литолого-стратиграфический разрез в показаниях методов ГИС исследуемых разрезов отражается стандартно. Покрышка Верхнеюрского НГК отличается высокими показаниями ПС и переменными показаниями методов сопротивления: битуминозные карбонатно-глинисто-кремнистые образования баженовской свиты – аномально высоким электрическим сопротивлением (БК, ГЗ), а глины георгиевской свиты – самым низким сопротивлением в интервале юрского разреза (рис. 2). Глинистые отложения васюганской свиты (за пределами пластов-коллекторов) характеризуются высокими значениями ПС и низкими показаниями методов сопротивления.

Таблица 4. Средние значения петрофизических параметров пласта Ю₁₋₃ в скв. 298 и 325_1 северной части Крапивинского месторождения

Разрез	По измерениям керна			По данным ГИС				
	K _п , %	K _{пр} , мД	K _н , %	ПС, мВ	ИК, мС/м	БК, Ом*м	ГК, мкР/ч	НГК
298	21,3	1681	84	3,9	29,9	48,4	2,47	2,86
325_1	18,9	203,6	62	21,7	105,2	16,9	4,57	2,4

По данным ГК также отмечается отличительная характеристика суперколлектора. Значение

естественной радиоактивности на скв. 298 составляет 2,47 мР/ч, а по скв. № 325_1 – 4,57 мР/ч. Это свидетельствует о том, что песчаник суперколлектора менее радиоактивен по сравнению с песчаником, который не обладает аномальной проницаемостью (табл. 4)

О латеральной неоднородности по проницаемости пласта Ю₁₋₃ можно судить из данных рис. 1. *Вопервых*, выделяются локальные области высоких проницаемостей коллектора (>300 мД), например, в разрезах скважин 208Р и 298 (коллектор первого типа), как правило, обрамленные кольцевой зоной пониженной и низкой проницаемости в зависимости от степени карбонатизации коллектора [21, 22]. В разрезах скважин 102, 104 коллекторы II типа, а скважин 230Р, 207Р – III типа. *Вовторых*, наблюдается тенденция ухудшения свойств коллектора к востоку (северо-востоку), то есть в направлении Нюрольской мегавападины. Пласт Ю₁₋₃ в разрезах скважин 213Р, 216Р имеет коллектор IV типа и практически не дает притоков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Физика горных пород / Л.Я. Ерофеев, Г.С. Вахромеев, В.С. Зинченко, Г.Г. Номоконова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 520 с.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
3. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. – М.: Изд-во ГЕРС, 2001. – 229 с.
4. Конторович В.А., Мангазеев В.П., Городников М.А. Анализ мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития территории Томской области // Международная геофизическая конференция и выставка ЕАГО, SEG: Сб. тез. докл. – М.: Совинцентр, 1997. – С. 110–112.
5. Comparative Study on Stress-Dependent Permeability of Ultra-low Permeability Sandstone Rock using Different Types of Fluid Media / Sun Junchang, Yang Zhengming, Langfang Zranch, Teng Qi. VI International Petroleum Technology Conference. – Beijing, China, 26–28 March, 2013.
6. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Наука, 1975. – 678 с.
7. Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты / в кн.: Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. – Новосибирск: Сиб. науч. исслед. ин-т. геологии, геофизики и минерального сырья, 1988. – С. 75–83.
8. Анашкин А.Р., Дорогиницкая Л.М., Дергачева Т.Н. Петрофизические основы классификации коллекторов нефти и газа Западной Сибири по добычным параметрам // Геофизика. Спец. Вып. – 2001. – С. 77–83.
9. Белозеров В.В. Роль петрофизических исследований при оценке насыщения сложнопостроенных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 1. – С. 110–116.
10. Чернова О.С., Жуковская Е.А. Биостратиграфическая характеристика отложений горизонта Ю1 Крапивинского нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 1. – С. 122–127.
11. Белозёров В.Б. Палеогеографические особенности формирования нефтеносных пластов васюганской свиты Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 311. – № 1. – С. 67–72.

Заключение

Таким образом, в результате проведенных исследований выявлены основные закономерности пространственной неоднородности коллекторов пласта Ю₁₋₃ Крапивинского месторождения по проницаемости, расхождение в значении коэффициента проницаемости, полученного по данным ГИС и по данным ПДГТМ. Установлены литолого-петрофизические и геофизические признаки коллекторов с аномальными значениями этого параметра. Основной причиной изменения проницаемости коллекторов пласта, в том числе и появления суперколлекторов, является изменение размера пор. Это же является основной причиной ошибок оценки проницаемости по данным геофизических исследований скважин, использующей корреляционные зависимости между пористостью и проницаемостью. Для устранения ошибок и более корректного определения проницаемости пласта необходимо использование данных гидродинамических исследований скважин.

12. Особенности строения продуктивного пласта Ю1–3/4 Крапивинского месторождения нефти по геологосейсмическим данным / В.П. Девятков, В.И. Берилко, В.В. Фоменко, Н.И. Карапузов // Вопросы геологии и палеонтологии Сибири. – Томск: Изд-во НТЛ, 1997. – С. 12–18.
13. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.
14. Жуковская Е.А., Кравченко Г.Г. Влияние вторичных изменений на коллекторские свойства верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 93–98.
15. Формалев В.Ф., Ревизников Д.Л. Численные методы. 2-е изд., испр. и доп. – М.: Физматлит, 2006. – 400 с.
16. The Integration of Petrophysical and Formation Tester Data in the Creation of a Petrophysical Model for an Eastern Siberian Oilfield / Y. Karpekin, P. Weinheber, L. Abdrakhmanova, A. Tsiklakov, Y.I. Gordeev, Maslov S.O. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Denver, Colorado, USA, 30 October – 2 November 2011. URL: <http://tgtoil.com/wp-content/uploads/2013/12/SPE-146043-MS-P.pdf> (дата обращения: 10.01.2014).
17. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
18. Количественная оценка добычных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС / Л.М. Дорогиницкая, Т.Н. Дергачева, А.Р. Анашкин и др. – Томск: STT, 2007. – 278 с.
19. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте. – М.: Гостехиздат, 1961. – 567 с.
20. Кравченко Г.Г. Анизотропия песчаных коллекторов Крапивинского месторождения нефти (Томская область) // Структурный анализ в геологических исследованиях: матер. Междунар. семинара и республиканской школы молодых ученых. – Томск, 1999. – С. 128–129.
21. Перозин Г.Н. Эпигенез терригенных пород юры и мела Западно-Сибирской низменности. – М.: Недра, 1971. – 158 с.

Поступила 13.01.2014 г.

PATTERNS OF RESERVOIR PERMEABILITY VARIATION OF J₁ KRAPIVINSKOE OILFIELD HORIZON

Damir R. Shaykhiev,

TomskNIPIneft, 72, Mira Avenue, Tomsk, 634027, Russia;

Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Toms, 634050, Russia.

E-mail: ShaykhievDR@nipineft.tomsk.ru

The paper introduces the results of petrophysical and geophysical researches of reservoir filtration features of Krapivinskoe oilfield J₁₋₃ horizon. The author has determined the factors and the reasons of space permeable heterogeneity both in lateral and vertical directions, as well as the reasons of inaccuracy when estimating permeability by geophysical data interpretation. The permeability map of J₁₋₃ reservoir was analyzed; the map was obtained from a permanent geological-technological model Krapivinskoe oilfield. The analysis confirmed spatial heterogeneity of the reservoir permeability and porosity, especially permeability, which is most pronounced in the north of the field; it was proved by the presence of high permeable layers that had been allocated according to the implemented complex of the researches. Based on the results of core laboratory research, geophysical and hydrodynamic data interpretation and well test analysis the author carried out the comparative analysis of J₁₋₃ horizon permeability values. As a result the differences in permeability estimation were determined. The validity of petro-units selection of J₁₋₃ horizon was confirmed. Presence of high permeable layers in J₁₋₃ horizon and its diagnostic characteristics were determined from porosity to permeability values correlation. The paper describes the geological reasons of increasing permeability values of J₁₋₃ horizon.

Key words:

Porosity, permeability, high-permeability reservoir rock, well logging, well testing.

REFERENCES

- Erofeev L.Ya., Vakhromeev G.S., Zinchenko V.S., Nomokonova G.G. *Fizika gornyykh porod* [Physics of rock properties]. Tomsk, TPU Publ. House, 2006. 520 p.
- Dobrynin V.M., Vendelshcheyn B.Yu., Kozhevnikov D.A. *Petrofizika* [Petrophysics]. Moscow, Nedra Publ., 1991. 368 p.
- Ellansky M.M. *Petrofizicheskie osnovy kompleksnoi interpretatsii dannykh geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Petrophysical principles of complex data interpretation of geophysical well investigation]. Moscow, GERS Publ., 2001. 229 p.
- Kontorovich V.A., Mangazeev V.P., Gorodnikov M.A. *Analiz mezozoysko-kaynozoysskoy istorii tektonicheskogo razvitiya territorii Tomskoy oblasti* [Analysis of mesozoic-kainozoic history of Tomsk region tectonic development]. *Mezhdynarodnyaya geofizicheskaya konferentsiya i vystavka EAGO, SEG. Sbornik tezisov dokladov* [International geophysical conference and exhibition EAGO, SEG. Abstracts]. Moscow, Sovintsentr Publ., 1997. pp. 110–112.
- Sun Junchang, Yang Zhengming, Langfang Zranch, Teng Qi. Comparative Study on Stress-Dependent Permeability of Ultra-low Permeability Sandstone Rock using Different Types of Fluid Media. *VI International Petroleum Technology Conference*. Beijing, China, 26–28 March, 2013.
- Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. *Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri* [Oil and gas geology of West Siberia]. Moscow, Nauka Publ., 1975. 678 p.
- Belozerv V.B., Brylina N.A., Danenberg E.E. *Litostratigrafiya otlozheniy vasyuganskoy svity yugo-vostochnykh rayonov Zapadno-Sibirskoi plity* [Lithostratigraphy of Vasyugan formation in southeast of West Siberia plate]. *Regionalnaya stratigrafiya neftegazovykh rayonov Sibiri* [Regional stratigraphy of oil and gas bearing areas of Siberia]. Novosibirsk, Sibirskiy nauchno-issledovatel'skiy institut geologii, geofiziki i mineralnogo syr'ya, 1988. pp. 75–83.
- Anashkin A.R., Doroginskaya L.M., Dergacheva T.N. *Petrofizicheskie osnovy klassifikatsii kollektorov nefti i gaza po dobytynym parametram* [Petrophysical principles of oil-gas sand classification of West Siberia based on production data]. *Geofizika*, 2001, Spec. Iss., pp. 77–83.
- Belozerv B.V. *Rol petrofizicheskikh issledovaniy pri otsenke nasyshchennaya slozhnostroennyykh kollektorov* [Petrophysical investigations responsibility when estimating oil saturation in complex reservoirs]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, vol. 317, no. 1, pp. 110–116.
- Chernova O.S., Zhykovskaya E.A. *Biostratigraficheskaya kharakteristika otlozheniy gorizonta U1 Krapivinskogo neftnogo mestorozhdeniya* [Biostratigraphic property of J1 formation deposits in Krapivinskoe oil field]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, vol. 317, no. 1, pp. 122–127.
- Belozerv V.B. *Paleogeograficheskie osobennosti formirovaniya neftenosnykh plastov vasyuganskoy svity Zapadnoy Sibiri* [Paleogeographic particulars of forming oil and gas bearing formations of West Siberia Vasyugan petroleum play]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2008, vol. 311, no. 1, pp. 67–72.
- Devyatov V.P., Berilko V.I., Fomenko V.V., Karapuzov N.I. *Osobennosti stroeniya produktivnogo plasta U1–3/4 Krapivinskogo mestorozhdeniya nefti po geologoseysmicheskim dannym* [Seismic data on structure of reservoir J1–3/4 of Krapivinskoe oil field]. *Voprosy geologii i paleontologii Sibiri* [Issues of geology and paleontology of Siberia]. Tomsk, NTL Publ., 1997. pp. 12–18.
- Sakhibgareev P.S. *Vtorichnye izmeneniya kollektorov v protsesse formirovaniya i razrusheniya neftyanykh zalezhey* [Secondary alteration in accumulation and destruction of oil trap]. Leningrad, Nedra Publ., 1989. 260 p.
- Zhukovskaya E.A., Kravchenko G.G. *Vliyanie vtorichnykh izmeneniy na kollektorskie svoystva verkhneyurskikh produktivnykh otlozheniy Krapivinskogo mestorozhdeniya* [Influence of secondary alteration on reservoir characteristics of upper Jurassic sand in Krapivinskoe oil field]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, vol. 316, no. 1, pp. 93–98.
- Formalev V.F., Reviznikov D.L. *Chislennyye metody* [Numerical methods]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2006. 2nd edition, 400 p.
- Karpekin Y., Weinheber P., Abdrakhmanova L., Tsiklavov A., Gordeev Y.I., Maslov S.O. The Integration of Petrophysical and Formation Tester Data in the Creation of a Petrophysical Model for an Eastern Siberian Oilfield. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA, 30 October – 2 November 2011. Available at: <http://tgtoil.com/wp-content/uploads/2013/12/SPE-146043-MS-P.pdf> (accessed 10.01.2014).
- Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoysskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas origin of Mesozoic and Cainozoic age

- sedimentation of South-East regions of West Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., GEO, 2002. 253 p.
18. Dorognitskaya L.M., Dergacheva T.N., Anashkin A.R. *Kolichestvennaya otsenka dobyvnykh kharakteristik kollektorov nefi i gaza po petrofizicheskim dannym i materialam GIS* [Quantitative estimation of oil and gas reservoir production characteristics by petrophysical and wellog data]. Tomsk, STT Publ., 2007. 278 p.
 19. Pirson S.D. *Uchenie o neftnom plaste* [Study of oil formation]. Moscow, Gostoptekhisdat Publ., 1961. 567 p.
 20. Kravchenko G.G. *Anizotropiya peschanykh kollektorov Krapivinskogo mestorozhdeniya nefi (Tomskaya oblast)* [Net sand anisotropy in Krapivinskoe oil field (Tomsk region)]. *Stryktyrny analiz v geologicheskikh issledovaniyakh. Materialy mezhdynarnogo seminara i respublikanskoy shkoly molodykh uchenykh* [Structural analysis in geological researches. Proc. of International seminar and republic school of young scientists]. Tomsk, 1999. pp. 128–129.
 21. Perozio G.N. *Epigenez terrigennykh porod yury i mela Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Weathering of clastic rocks of Jurassic and Cretaceous of West Siberia plate]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 158 p.